



**COMISIÓN NACIONAL DE LOS  
MERCADOS Y LA COMPETENCIA**



**MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA PROPUESTA  
DE RESOLUCIÓN DE LA COMISIÓN NACIONAL  
DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA POR  
LA QUE SE ESTABLECEN LOS PEAJES DE  
ACCESO A LAS REDES DE TRANSPORTE,  
REDES LOCALES Y REGASIFICACIÓN DE GAS  
PARA EL AÑO OCTUBRE 2020- SEPTIEMBRE  
2021**

**RAP/DE/004/20**

**XX de XXXXX de 2020**

## Índice

I. OBJETO	4
II. ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE	4
III. ESCENARIO DE DEMANDA	5
IV. DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES APLICABLES A LA ACTIVIDAD DE REGASIFICACIÓN	17
1. Retribución que se debe recuperar a través de los peajes de regasificación	17
2. Asignación de la retribución fija de regasificación asociada a la retribución por la inversión, la retribución fija asociada a los costes operativos, la retribución por extensión de vida útil y la retribución asociada a incentivos por elemento	20
3. Asignación de la retribución fija de cada uno de los elementos a cada uno de los servicios prestados en la planta	24
3.1 Asignación de la retribución fija asignada por elemento retributivo	24
3.2 Asignación de la retribución de un elemento que interviene en la prestación de varios servicios	26
4. Asignación por servicio de la retribución de regasificación asociada a los costes operativos de naturaleza variable	31
5. Determinación de los peajes y cánones asociados a cada uno de los servicios prestados en la planta	33
5.1 Peajes estándar de capacidad firme anual	33
5.1.1 Peaje de descarga de buques	33
5.1.2 Peaje de almacenamiento de GNL	35
5.1.3 Peaje de regasificación	37
5.1.4 Peaje de licuefacción virtual	38
5.1.5 Peaje de carga en cisternas	39
5.1.6 Peaje de carga de GNL de planta a buque	40
5.1.7 Peaje de carga de GNL de buque a buque	42
5.1.8 Peaje de puesta en frío	43
5.1.9 Factor de ajuste a aplicar	44
5.1.10 Peaje de aplicable a los servicios agregados	45

5.2	Peajes estándar de capacidad firme de duración inferior al año	46
5.3	Peajes de regasificación a publicar en la resolución	48
5.4	Análisis de la variación de los peajes de regasificación	50
<b>V. DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES APICABLES A LA ACTIVIDAD DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN</b>		<b>50</b>
<hr/>		
1.	Análisis de la suficiencia	51
1.1	Previsión de costes	51
1.2	Previsión de ingresos	53
1.3	Suficiencia de ingresos	55
2.	Determinación de los términos de conducción aplicables al año de gas 2020-2021	56
<hr/>		
2.1	Determinación de los peajes de transporte	57
2.2	Determinación de los peajes de acceso a las redes locales	62
2.3	Determinación del peaje asociado a la recuperación de otros costes de la actividad de regasificación	78
2.4	Asignación de los costes que se deben recuperar a través de cargos	79
2.5	Determinación de los términos de conducción	80
2.6	Peajes de transporte y distribución a publicar en la resolución	84
<b>VI. SENSIBILIDAD DE LOS INGRESOS AL ESCENARIO DE DEMANDA CONSIDERADO</b>		<b>85</b>
<hr/>		
<b>ANEXO I. ESCENARIO DE DEMANDA PREVISTA PARA LOS AÑOS 2020, 2021 Y PARA EL AÑO DE GAS 2020-2021</b>		<b>88</b>
<hr/>		

## **MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN DE LA COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA POR LA QUE SE ESTABLECEN LOS PEAJES DE ACCESO A LAS REDES DE TRANSPORTE, DISTRIBUCIÓN Y REGASIFICACIÓN DE GAS PARA EL AÑO OCTUBRE 2020- SEPTIEMBRE 2021**

### **I. OBJETO**

Constituye el objeto de la presente Memoria detallar y justificar los peajes de regasificación aplicables a partir del 1 de octubre de 2020, dando cumplimiento a lo establecido en el artículo 36 de la Circular 6/2020, de 22 de julio de 2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural.

Asimismo, constituye el objeto de la presente Memoria detallar y justificar la variación de los precios de los términos de conducción de los peajes de transporte y distribución, a efectos de asegurar la suficiencia, conforme al artículo 59 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia y a la disposición transitoria primera de la Circular 6/2020, de 22 de julio de 2020.

### **II. ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE**

En fecha 11 de enero de 2019, se aprobó el Real Decreto-ley 1/2019, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho de la Unión Europea en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural. Este Real Decreto-ley modifica el artículo 7.1 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, asignando a esta Comisión la función de establecer, mediante circular, la metodología para el cálculo de los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso a las instalaciones gasistas.

En aplicación de lo anterior, el 22 de julio de 2020, el Pleno del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia acordó emitir Circular 6/2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural.

Dicha circular tiene por objeto el establecimiento de la metodología para el cálculo de los peajes de los servicios básicos de acceso a las infraestructuras gasistas de transporte, distribución y regasificación.

El punto tercero de la disposición transitoria primera de la citada Circular establece que *“La metodología establecida en el capítulo IV de la presente Circular se utilizará para la determinación de los peajes de acceso a las instalaciones de regasificación que entren en vigor a partir del 1 de octubre de 2020, con la excepción del peaje de otros costes de regasificación que será de aplicación para la determinación de los peajes que entren en vigor a partir del 1 de octubre de 2021.”*

Por otra parte, el punto quinto de dicha disposición establece que *“La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia publicará en el Boletín Oficial del Estado mediante Resolución los valores de los peajes de acceso a las instalaciones de regasificación y, en su caso los términos de facturación del término de conducción de los peajes de transporte y distribución, aplicables a partir del 1 de octubre de 2020”*.

Teniendo en cuenta que los peajes que se establecen en la Resolución serán de aplicación a partir del 1 de octubre de 2020 se hace necesario publicar los precios aplicables a la mayor brevedad posible, al efecto de que los agentes dispongan de los mismos con la máxima antelación posible.

La disposición transitoria décima de la Ley 3/2013 establece que los órganos de asesoramiento de la Comisión Nacional de Energía previstos en la Disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, seguirán ejerciendo sus funciones hasta que se constituya el Consejo Consultivo de Energía. Teniendo en cuenta que no se ha producido la constitución de dicho Consejo, la propuesta de Resolución y la Memoria justificativa fue remitida el mismo 27 de julio del 2020 al Consejo Consultivo de Hidrocarburos y a las empresas concernidas para alegaciones.

Se han recibido alegaciones de [XXX].

### III. ESCENARIO DE DEMANDA

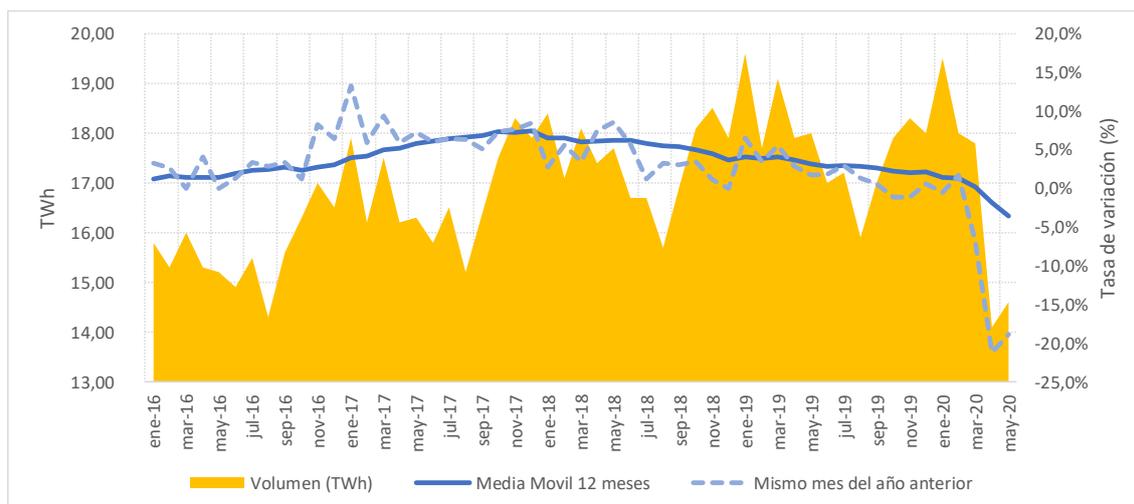
La pandemia del COVID-19 ha supuesto una contracción sin precedentes de la economía española. Así, el INE estima que el primer trimestre de 2020 el PIB registro una caída del -5,2% respecto al trimestre anterior en términos de volumen<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> <https://www.ine.es/daco/daco42/daco4214/cntr0120a.pdf>.

Esta contracción se ha trasladado a la demanda de gas industrial, tal y como se muestra en el Gráfico 1. El GTS estima<sup>2</sup> que la demanda industrial se redujo en el mes de marzo de 2020 un 6,6% sobre el mismo mes del año anterior, mientras que en los meses de abril y mayo de 2020 la reducción fue del 21,5% y del 18,8% respectivamente.

**Gráfico 1. Evolución de la demanda industrial**

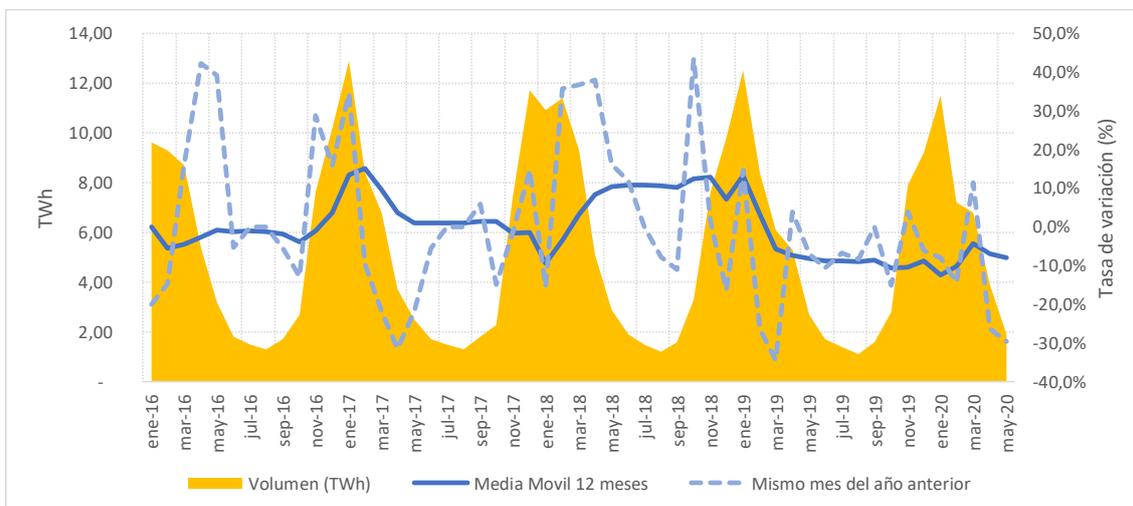


Fuente: GTS

La demanda Doméstico-Comercial y Pymes, se ha visto también afectada, aunque con efectos contrapuestos. Por una parte, la demanda de los consumidores domésticos se ha incrementado como consecuencia del confinamiento, mientras que, por otra parte, la demanda de las Pymes se ha reducido como consecuencia de la caída de la actividad. En particular, la demanda de este colectivo se incrementó en el mes de marzo de 2020 un 13,3% sobre la registrada en mismo mes del año anterior, consecuencia de las temperaturas más bajas registradas en dicho mes y del impacto del confinamiento. Por el contrario, en los meses de abril y mayo de 2020 la demanda se redujo un 25,5% y un 29,4% motivado por las temperaturas más benignas registradas y la caída de la actividad de las empresas.

<sup>2</sup> Información disponible en [https://www.enagas.es/enagas/es/Gestion\\_Tecnica\\_Sistema/DemandaGas/ObservatorioDemanda](https://www.enagas.es/enagas/es/Gestion_Tecnica_Sistema/DemandaGas/ObservatorioDemanda)

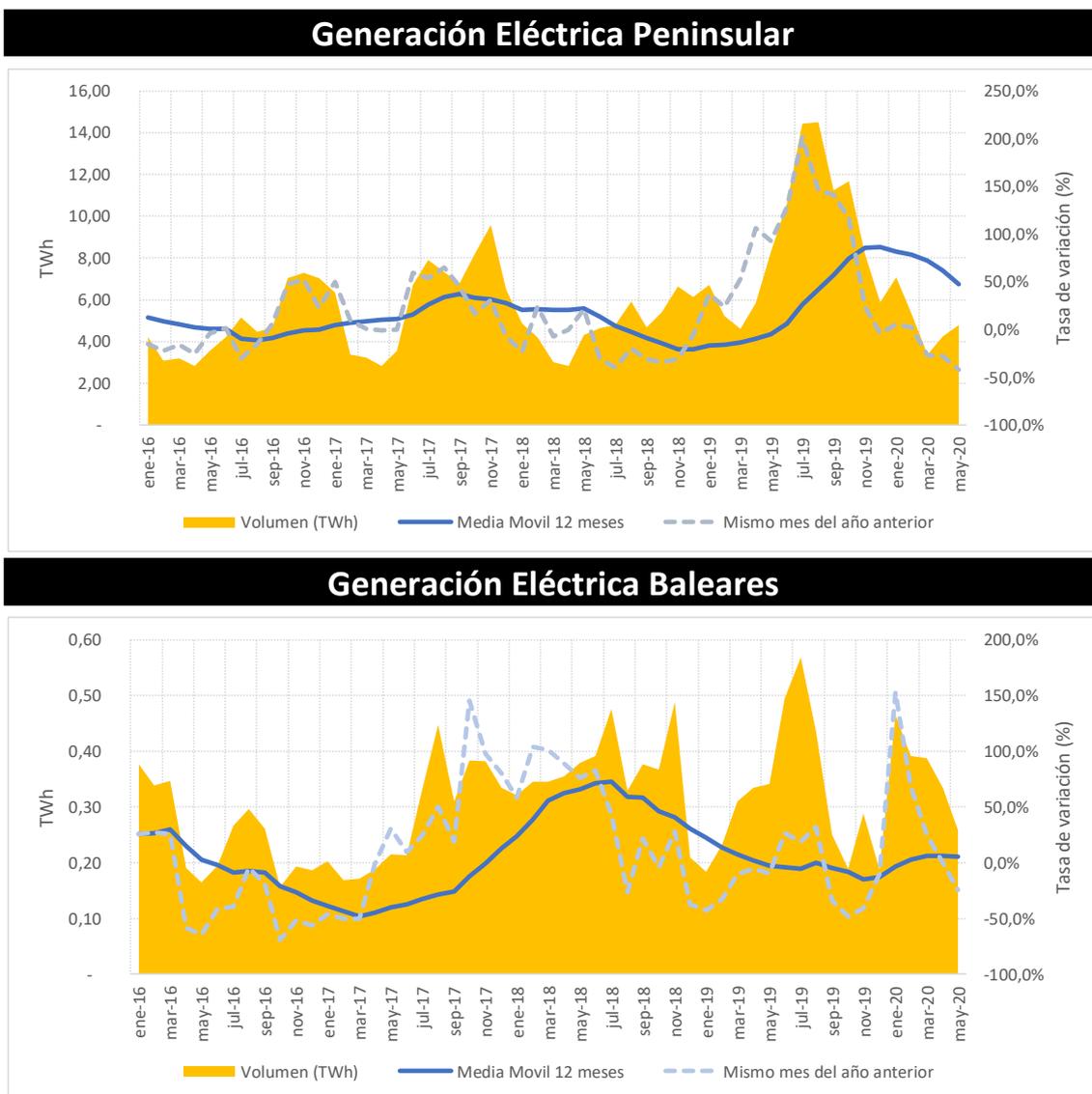
**Gráfico 2. Evolución de la demanda Doméstico – Comercial y Pymes**



Fuente: GTS

Por otra parte, también se han producido importantes reducciones de la demanda de gas destinada a generación eléctrica tanto en el sistema peninsular como en sistema balear como se muestra en el siguiente gráfico.

**Gráfico 3. Evolución de la demanda destinada a generación eléctrica**



Fuente: GTS

En consecuencia, se hace necesario revisar el escenario de demanda que se ha venido considerando en las propuestas metodológicas de la CNMC.

Con carácter general antes de proceder a realizar una previsión de las variables de facturación para uno o varios ejercicios, la CNMC realiza una solicitud de información tanto al GTS como a las empresas transportistas y distribidoras, al objeto de conocer su mejor estimación sobre la evolución futura de dichas variables.

No obstante, durante el periodo de vigencia del estado de alarma la lectura de contadores se ha suspendido al no tratarse de una actividad necesaria para la prestación del servicio esencial de suministro de gas natural. En consecuencia,

las empresas distribuidoras sólo disponen de información directa sobre la evolución de las variables de facturación de los consumidores teleducidos (consumidores con un consumo anual inferior a 5 GWh/año) y de aquellos consumidores que hayan modificado la capacidad contratada al amparo del Real Decreto-ley 11/2020, de 31 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes complementarias en el ámbito social y económico para hacer frente al COVID-19.

Por el contrario, el GTS tiene información, en tiempo real, sobre la evolución de la demanda a través de los equipos de medida distribuidos en la red de transporte, como se ha mostrado anteriormente.

Teniendo en cuenta lo anterior, dada la urgencia en la publicación de la resolución de precios, y, de forma excepcional, a diferencia de ejercicios anteriores se ha solicitado información únicamente al GTS.

En particular, el pasado 4 de junio de 2020 se solicitó información al GTS sobre las previsiones de demanda para los años 2020 y 2021, así como la evolución prevista de las variables de facturación de la actividad de regasificación. En el Cuadro 1 se resumen el escenario de demanda previsto por el GTS.

**Cuadro 1. Escenario de demanda previsto por el GTS para los ejercicios 2020 y 2021**

	Volumen (GWh)			Tasa de variación s/ año anterior	
	Año 2019	Año 2020	Año 2021	Año 2020	Año 2021
<b><i>Demanda Generación Eléctrica</i></b>	<b>111.403</b>	<b>85.998</b>	<b>86.088</b>	<b>-22,8%</b>	<b>0,1%</b>
<i>Peninsular</i>	107.146	79.198	78.423	-26,1%	-1,0%
<i>Baleares</i>	4.257	6.800	7.665	59,7%	12,7%
<b><i>Demanda Convencional</i></b>	<b>286.836</b>	<b>264.438</b>	<b>284.400</b>	<b>-7,8%</b>	<b>7,5%</b>
<b>TOTAL DEMANDA NACIONAL</b>	<b>398.239</b>	<b>350.436</b>	<b>370.488</b>	<b>-12,0%</b>	<b>5,7%</b>

Fuente: GTS

El GTS estima que la demanda nacional se reducirá un 12% en el año 2020 consecuencia de una contracción del 22,8% y del 7,8% de la demanda destinada a generación eléctrica y de la demanda convencional, respectivamente. Para el ejercicio 2021, el GTS estima que la demanda se incrementará un 5,7% motivado, fundamentalmente, por el aumento de la demanda convencional (7,5%), de la demanda destinada a generación eléctrica en Baleares (12,7%), parcialmente compensada por la reducción de la demanda destinada a generación eléctrica peninsular (-1,0%).

Todo ejercicio tarifario está sometido a un cierto grado de incertidumbre en la medida en que los valores de peajes y cánones se basan en determinadas

previsiones sobre las variables que sirven para su cálculo, por lo que, finalmente, se producen diferencias entre las estimaciones de los distintos componentes que intervienen en el cálculo de los costes y de los ingresos regulados y los valores registrados.

La previsión de las variables de facturación para los ejercicios 2020 y 2021 presenta un grado de incertidumbre adicional derivado de la situación actual, debido, por una parte, a la posibilidad de que surjan nuevos brotes infecciosos que hagan necesario volver a aplicar las medidas tomadas durante los últimos meses, con el consecuente impacto sobre las variables de previsión. Y, por otra parte, a la incertidumbre sobre la intensidad y duración de la recuperación de la demanda y de la capacidad a los niveles registrados antes de la crisis.

En relación con lo anterior, cabe señalar que, de acuerdo con las estimaciones del Banco de España<sup>3</sup>, la contracción del PIB en el segundo trimestre podría situarse entre un 16 % y un 22 % con respecto a su nivel del primer trimestre y en el 2020 entre el 9% (en el escenario de recuperación temprana en el que no se materializarían nuevos obstáculos relevantes en los próximos trimestres) y el 11,6% (en un escenario de “recuperación gradual”, que incorpora un impacto más persistente de la caída de la actividad durante la fase de confinamiento e incluye la posibilidad de nuevos brotes de la enfermedad de intensidad moderada), no pudiéndose descartar escenarios más negativos con caídas del PIB del 15% en el caso de una evolución más adversa de la enfermedad o de un mayor daño de la crisis sobre el tejido productivo.

Adicionalmente, las previsiones de actividad económica del Banco de España apuntan también a efectos persistentes en el medio plazo. Según sus estimaciones, en 2022 el nivel del PIB se situaría entre 4 y 6 puntos porcentuales por debajo del nivel que se proyectaba en diciembre de 2019.

Por otra parte, cabe señalar que la información disponible sobre la evolución reciente de las variables de facturación de los puntos de suministros teledados en la base de datos de liquidaciones gasistas es muy limitada, dado el decalaje existente en el envío de la información, lo que dificulta conocer el impacto de las medidas de flexibilización de los contratos de suministro de gas natural del Real Decreto-ley 11/2020, de 31 de marzo.

Todo lo anterior, aconseja que se sea especialmente prudente en la estimación de las variables de facturación, al objeto de no incurrir en un déficit en el caso

---

<sup>3</sup> “Proyecciones Macroeconómicas de la Economía Española (2020-2022): contribución del Banco de España al ejercicio conjunto de proyecciones del Eurosistema de junio de 2020”, disponible en [https://www.bde.es/bde/es/areas/analisis-economi/analisis-economi/proyecciones-mac/Proyecciones\\_macroeconomicas.html](https://www.bde.es/bde/es/areas/analisis-economi/analisis-economi/proyecciones-mac/Proyecciones_macroeconomicas.html) y <https://www.bde.es/f/webbde/GAP/Secciones/SalaPrensa/IntervencionesPublicas/Gobernador/Arc/Fic/hdc230620.pdf>

que la actividad económica se recupere con una intensidad inferior a la prevista o se produzcan nuevos rebrotes.

A continuación, se describen las modificaciones introducidas en los escenarios de demanda previstos para los ejercicios 2020 y 2021 sobre los considerados en la segunda consulta pública de la propuesta de Circular.

### **Escenario de demanda previsto para el ejercicio 2020**

En la previsión de la **demanda destinada a generación eléctrica**, se ha tenido en cuenta la última información disponible sobre la evolución de la demanda de electricidad y la cobertura de la demanda eléctrica. En particular, se ha estimado que la demanda nacional de electricidad prevista para el ejercicio 2020 será un 4,8% inferior a la registrada en 2019 (un 6% inferior a la inicialmente considerada<sup>4</sup>), resultado de considerar el impacto del COVID-19 sobre la demanda de los consumidores eléctricos<sup>5</sup> y que esta menor demanda será cubierta con una menor producción de ciclos combinados y centrales de carbón, manteniéndose la previsión de producción del resto de tecnologías. Como consecuencia de lo anterior, la demanda destinada a la generación eléctrica se reduce un 28,4% respecto de la inicialmente prevista para el ejercicio 2020 y un 33,5% respecto del cierre real del ejercicio 2019.

En relación con la previsión de **demanda convencional industrial** se ha considerado el consumo real registrado en el periodo comprendido entre enero y mayo de 2020, según la información publicada por el GTS, y se ha estimado que el consumo entre junio y diciembre será, aproximadamente, el 85% de la demanda real registrada en el mismo periodo de 2019. Como resultado de considerar las hipótesis anteriores se considera que la demanda convencional de consumidores industriales se reducirá en 2020 un 14% respecto del consumo real registrado en 2019.

Adicionalmente, se ha estimado que el COVID-19 tendrá un impacto similar en las PYMES conectadas a presión inferior a 4 bar. A estos efectos, se ha considerado que el 20%, 60% y 80% de los consumidores acogidos a los peajes 3.2, 3.3 y 3.4, respectivamente, tienen características de consumidores industriales y se considera, por lo tanto, la misma tasa de reducción de la demanda que la considerada para los industriales.

---

<sup>4</sup> Disponible en [https://www.cnmc.es/sites/default/files/2808025\\_42.pdf](https://www.cnmc.es/sites/default/files/2808025_42.pdf)

<sup>5</sup> Se estima que como consecuencia del COVID-19 la demanda de los consumidores domésticos se incrementará un 20% durante los meses de marzo a junio, registrando niveles similares a los de 2019 en el resto de los meses. Por el contrario, se estima que entre marzo y junio la demanda de las PYMES conectadas en baja y media tensión se contraerá un 40% y un 30%, respectivamente, mientras que la demanda industrial se reducirá un 20% en el mismo periodo.

Finalmente, se ha supuesto que la capacidad facturada equivalente<sup>6</sup> registrará variaciones del 70% de la variación del consumo por grupo tarifario.

En relación con la previsión de **demanda convencional doméstica** para 2020, se indica que, partiendo de la previsión inicial<sup>7</sup>, se ha considerado que entre marzo y junio de 2020 no se producen captaciones de nuevos consumidores y que, para el resto del periodo, las captaciones de nuevos clientes van a ser inferiores a las inicialmente previstas. Los consumos asociados se han estimado manteniendo los tamaños medios previstos, una vez analizada la coherencia de los mismos con la última información disponible.

En el Cuadro 2 se compara el escenario previsto resultante de las consideraciones anteriores con el escenario registrado en 2019. Se observa que la demanda se reducirá en 2020 un 18,6% sobre la registrada en 2019, consecuencia de una reducción de la demanda destinada a generación eléctrica del 33,5% y una reducción de la demanda convencional del 13,4%. En relación con la capacidad, se estima que la misma se reducirá un 7,8% sobre la registrada en 2019, mientras que el número de clientes se incrementará, únicamente, un 0,2% (15.683 clientes).

Si se compara el escenario de demanda anteriormente referido con el considerado en la segunda consulta pública, se observa que la demanda nacional es un 18% inferior (68 TWh), motivado por la menor demanda destinada a generación eléctrica, un 28% inferior (28 TWh), la menor demanda convencional, un 14% inferior (38 TWh), y la menor demanda de los consumidores abastecidos por plantas satélite monocliente, un 16% inferior (2 TWh).

Cabe señalar que el escenario de demanda previsto para 2020 resulta un 8,7% (31 TWh) inferior al previsto por el GTS, siendo la demanda destinada a generación eléctrica un 17% inferior (15 TWh) y la demanda convencional<sup>8</sup> un 6% inferior (16 TWh).

Respecto de la demanda prevista para el cierre de 2020, como se ha mencionado, se considera que bajo las circunstancias actuales se debe ser especialmente cauteloso, a efectos de asegurar la sostenibilidad del sistema y evitar incrementos futuros de peajes, de los que pudiera derivarse un impacto negativo sobre la recuperación económica y la sostenibilidad del sistema.

---

<sup>6</sup> Capacidad contratada afectada por los multiplicadores de corto plazo, según se establece en el artículo 4 de la Circular 6/2020.

<sup>7</sup> Previsión de la demanda incluida en la Memoria que acompaña a la Circular 6/2020, disponible en <https://www.cnmc.es/expedientes/cirde00319>

<sup>8</sup> La demanda convencional prevista por el GTS incluye la demanda de los consumidores industriales abastecidos mediante plantas de GNL.

**Cuadro 2. Escenario de demanda nacional previsto para el ejercicio 2020**

Grupo tarifario	2019 (A)			Previsión 2020 (B)			% Variación (B) sobre (A)		
	Nº clientes	Capacidad (MWh/día)	Volumen (GWh)	Nº clientes	Capacidad (MWh/día)	Volumen (GWh)	Nº clientes	Capacidad	Volumen
<b>Demanda Generación Eléctrica</b>	<b>41</b>	<b>434.129</b>	<b>107.344</b>	<b>41</b>	<b>406.595</b>	<b>71.339</b>	<b>0,0%</b>	<b>-6,3%</b>	<b>-33,5%</b>
Peninsular	38	378.079	103.221	38	340.653	65.449	0,0%	-9,9%	-36,6%
Balears	3	56.050	4.123	3	65.942	5.890	0,0%	17,6%	-42,9%
<b>Demanda Convencional</b>	<b>7.912.529</b>	<b>754.790</b>	<b>274.231</b>	<b>7.928.212</b>	<b>689.534</b>	<b>238.725</b>	<b>0,2%</b>	<b>-8,6%</b>	<b>-12,9%</b>
<b>Grupo 1</b>	<b>85</b>	<b>240.862</b>	<b>75.346</b>	<b>86</b>	<b>219.277</b>	<b>65.270</b>	<b>1,1%</b>	<b>-9,0%</b>	<b>-13,4%</b>
<b>Grupo 2</b>	<b>3.767</b>	<b>490.163</b>	<b>128.485</b>	<b>3.793</b>	<b>449.308</b>	<b>110.318</b>	<b>0,7%</b>	<b>-8,3%</b>	<b>-14,1%</b>
16 bar < P ≤ 60 bar	152	124.398	36.032	152	108.423	30.268	0,3%	-12,8%	-16,0%
4 bar < P ≤ 16 bar	3.616	365.764	92.452	3.641	340.885	80.050	0,7%	-6,8%	-13,4%
<b>Grupo 3</b>	<b>7.908.677</b>	<b>23.765</b>	<b>70.400</b>	<b>7.924.334</b>	<b>20.950</b>	<b>63.136</b>	<b>0,2%</b>	<b>-11,8%</b>	<b>-10,3%</b>
3.1	4.607.999	-	11.182	4.620.080	-	10.674	0,3%	-	-4,5%
3.2	3.223.293	-	28.605	3.227.250	-	26.573	0,1%	-	-7,1%
3.3	25.499	-	1.697	25.231	-	1.440	-1,1%	-	-15,1%
3.4	51.577	-	23.964	51.473	-	20.293	-0,2%	-	-15,3%
3.5	309	23.765	4.952	300	20.950	4.157	-2,7%	-11,8%	-16,1%
<b>GNL cliente final</b>			<b>11.270</b>			<b>9.830</b>			<b>-12,8%</b>
<b>Total</b>	<b>7.912.570</b>	<b>1.188.919</b>	<b>392.845</b>	<b>7.928.253</b>	<b>1.096.129</b>	<b>319.893</b>	<b>0,2%</b>	<b>-7,8%</b>	<b>-18,6%</b>

Fuente: CNMC

La **demanda de exportaciones** se ha estimado teniendo en cuenta tanto la última información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas como en el SL-ATR. Tal y como se observa en el Cuadro 3, se estima que la demanda de exportaciones se incrementará un 21,8% sobre la registrada en 2019 consecuencia de un incremento de las exportaciones previstas hacia Francia.

**Cuadro 3. Escenario de demanda de consumidores no nacionales previsto para el ejercicio 2020.**

Punto de Salida	2019 (A)			2020 (B)			% Variación (B) sobre (A)		
	Volumen (GWh)	Capacidad contratada (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (GWh)	Capacidad contratada (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad contratada	Factor de carga
<b>Conexión Internacional</b>	<b>7.538</b>	<b>119.189</b>	<b>17,3%</b>	<b>9.184</b>	<b>137.937</b>	<b>18,2%</b>	<b>21,8%</b>	<b>15,7%</b>	<b>5,3%</b>
VIP Portugal	3.049	9.954	83,9%	2.696	10.187	72,5%	-11,6%	2,3%	-13,6%
VIP Francia	4.489	109.234	11,3%	6.488	127.751	13,9%	44,5%	17,0%	23,6%
<b>TOTAL SALIDAS</b>	<b>7.538</b>	<b>119.189</b>	<b>17,3%</b>	<b>9.184</b>	<b>137.937</b>	<b>18,2%</b>	<b>21,8%</b>	<b>15,7%</b>	<b>5,3%</b>

Fuente: CNMC

La previsión de las variables de facturación de **entrada al sistema** coherente con los escenarios de demanda anteriores se muestra en el Cuadro 4. Se indica que en la previsión se ha teniendo en cuenta la última información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas y en el SL-ATR.

Cabe señalar que, como consecuencia de la crisis asociada al COVID, se está produciendo una caída en la demanda mundial de gas natural, que tiene como efecto un exceso de GNL en el mercado y un abaratamiento del mismo. Se estima que dicho abaratamiento supondrá una reducción de las entradas de GN de un 39% y un incremento del 0,6% de las entradas desde las plantas de GNL.

**Cuadro 4. Escenario de demanda de entrada al sistema previsto para el ejercicio 2020.**

Punto de Entrada	2019 (A)			2020 (B)			% Variación (B) sobre (A)		
	Volumen (GWh)	Capacidad (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (GWh)	Capacidad (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad	Factor de carga
<b>Conexión Internacional</b>	<b>160.355</b>	<b>557.494</b>	<b>78,8%</b>	<b>97.317</b>	<b>519.556</b>	<b>51,3%</b>	<b>-39,3%</b>	<b>-6,8%</b>	<b>-34,9%</b>
Tarifa GME	40.817	147.531	75,8%	19.385	70.760	75,1%	-52,5%	-52,0%	-1,0%
MEDGAZ	68.656	225.711	83,3%	47.482	206.504	63,0%	-30,8%	-8,5%	-24,4%
VIP Pirineos	48.946	177.866	75,4%	27.469	231.683	32,5%	-43,9%	30,3%	-56,9%
VIP Ibérico	1.936	6.385	83,0%	2.980	10.609	77,0%	54,0%	66,1%	-7,3%
<b>Desde planta de regasificación</b>	<b>221.197</b>	<b>665.783</b>	<b>91,0%</b>	<b>222.435</b>	<b>701.558</b>	<b>86,9%</b>	<b>0,6%</b>	<b>5,4%</b>	<b>-4,6%</b>
<b>Otros</b>	<b>1.449</b>	<b>5.812</b>	<b>68,3%</b>	<b>702</b>	<b>2.420</b>	<b>79,5%</b>	<b>-51,5%</b>	<b>-58,4%</b>	<b>16,4%</b>
Marismas	0	0		0	0				
Poseidon	42	304	38,2%	45	264	46,6%	6,2%	-12,9%	21,9%
Viura	1.312	5.246	68,5%	541	1.857	79,8%	-58,7%	-64,6%	16,5%
Madrid	95	263	98,9%	104	299	95,3%	9,3%	13,4%	-3,7%
Inyecciones Distribución	0			12					
<b>TOTAL</b>	<b>383.001</b>	<b>1.229.090</b>	<b>85,4%</b>	<b>320.454</b>	<b>1.223.533</b>	<b>71,8%</b>	<b>-16,3%</b>	<b>-0,5%</b>	<b>-16,0%</b>

Fuente: CNMC

Por último, en el Cuadro 5 se muestra la previsión de las **variables de facturación de la actividad regasificación** previstas para el año 2020 coherentes con las previsiones anteriores y estimadas teniendo en cuenta la última información disponible. Se indica que las previsiones anteriores incorporan tanto la previsión de los servicios agregados como de los servicios individuales.

**Cuadro 5. Escenario de regasificación al sistema previsto para el ejercicio 2020.**

	2019 (A)			2020 (B)			% Variación (B) sobre (A)		
	Volumen (MWh)	Caudal (MWh/día/mes)	Nº de barcos	Volumen (MWh)	Caudal (MWh/día/mes)	Nº de barcos	Volumen	Caudal	Nº de barcos
Regasificación	225.670.493	686.588.653		226.516.893	721.791.740		0,4%	5,1%	
Carga en Cisternas	12.594.532	43.885.736		12.469.691	42.182.173		-1,0%	-3,9%	
Trasvases / Puestas en frío	483.096		17	3.414.313		29	606,8%		68,6%
Descarga de Buques	239.487.377		270	242.425.137		259	1,2%		-4,0%
Almacenamiento de GNL	4.434.389			4.372.506			-1,4%		

Fuente: CNMC

### Escenario de demanda previsto para el ejercicio 2021

En relación con la previsión de **demanda destinada a generación eléctrica** para 2021, se estima que, en el sistema peninsular, el incremento de la generación de origen renovable va a ser superior al incremento de la demanda eléctrica peninsular prevista para dicho ejercicio, de forma que la demanda de gas natural destinada a generación eléctrica peninsular prevista para el ejercicio 2021 es un 2,1% inferior a la prevista para el cierre de 2020.

En el sistema balear, la demanda destinada a generación eléctrica se incrementará un 8%, como consecuencia de un incremento de la demanda eléctrica balear y una reducción en el uso de la interconexión eléctrica península–balear, parcialmente compensado por un incremento de la generación de origen renovable.

En relación con la previsión de **demanda convencional industrial** se estima que en el ejercicio 2021 se recuperará un 30% del volumen perdido en el ejercicio 2019, manteniéndose el resto de hipótesis consideradas a la hora de estimar de la demanda industrial de 2020.

En el caso de la **demanda convencional doméstica** se estima que el ritmo de captación de nuevos clientes será un 30% inferior al considerado inicialmente en el escenario de demanda de la segunda consulta pública manteniéndose los tamaños medios previstos para dicho ejercicio.

Como consecuencia de las anteriores consideraciones, se estima que la demanda de gas natural en el ejercicio 2021 se incrementará un 4%, resultado de una reducción de la demanda de gas natural destinada a generación eléctrica del 1,2%, y un incremento de la demanda convencional del 5,9% (véase Cuadro 6).

**Cuadro 6. Escenario de demanda nacional previsto para el ejercicio 2021**

Grupo tarifario	Previsión 2020 (A)			Previsión 2021 (B)			% Variación (B) sobre (A)		
	Nº clientes	Capacidad (MWh/día)	Volumen (GWh)	Nº clientes	Capacidad (MWh/día)	Volumen (GWh)	Nº clientes	Capacidad	Volumen
<b>Demanda Generación Eléctrica</b>	<b>41</b>	<b>406.595</b>	<b>71.339</b>	<b>41</b>	<b>399.531</b>	<b>70.453</b>	<b>0,0%</b>	<b>-1,7%</b>	<b>-1,2%</b>
Peninsular	38	340.653	65.449	38	333.589	64.092	0,0%	-2,1%	-2,1%
Baleares	3	65.942	5.890	3	65.942	6.361	0,0%	0,0%	8,0%
<b>Demanda Convencional</b>	<b>7.928.212</b>	<b>689.534</b>	<b>238.725</b>	<b>7.953.143</b>	<b>725.203</b>	<b>251.898</b>	<b>0,3%</b>	<b>5,2%</b>	<b>5,5%</b>
<b>Grupo 1</b>	<b>86</b>	<b>219.277</b>	<b>65.270</b>	<b>86</b>	<b>227.917</b>	<b>69.089</b>	<b>1,0%</b>	<b>3,9%</b>	<b>5,9%</b>
<b>Grupo 2</b>	<b>3.793</b>	<b>449.308</b>	<b>110.318</b>	<b>3.831</b>	<b>475.280</b>	<b>118.833</b>	<b>1,0%</b>	<b>5,8%</b>	<b>7,7%</b>
16 bar < P ≤ 60 bar	152	108.423	30.268	153	112.995	32.140	1,0%	4,2%	6,2%
4 bar < P ≤ 16 bar	3.641	340.885	80.050	3.677	362.285	86.693	1,0%	6,3%	8,3%
<b>Grupo 3</b>	<b>7.924.334</b>	<b>20.950</b>	<b>63.136</b>	<b>7.949.226</b>	<b>22.006</b>	<b>63.976</b>	<b>0,3%</b>	<b>5,0%</b>	<b>1,3%</b>
3.1	4.620.080	-	10.674	4.634.454	-	10.500	0,3%	-	-1,6%
3.2	3.227.250	-	26.573	3.236.973	-	26.427	0,3%	-	-0,5%
3.3	25.231	-	1.440	25.377	-	1.468	0,6%	-	2,0%
3.4	51.473	-	20.293	52.119	-	21.133	1,3%	-	4,1%
3.5	300	20.950	4.157	303	22.006	4.448	0,9%	5,0%	7,0%
<b>GNL cliente final</b>			<b>9.830</b>			<b>10.386</b>			<b>5,7%</b>
<b>Total</b>	<b>7.928.253</b>	<b>1.096.129</b>	<b>319.893</b>	<b>7.953.184</b>	<b>1.124.733</b>	<b>332.737</b>	<b>0,3%</b>	<b>2,6%</b>	<b>4,0%</b>

Fuente: CNMC

Si se compara el escenario de demanda anteriormente referido con el considerado en la segunda consulta pública, se observa que la demanda nacional es un 13,7% inferior (53 TWh), consecuencia de una demanda destinada a generación eléctrica un 26% inferior (25 TWh), una demanda convencional un 9,7% inferior (27 TWh) y una demanda por parte de los consumidores abastecidos por plantas satélite monocliente un 11,1% inferior (1 TWh).

El escenario de demanda previsto para 2021 es un 10,2% (38 TWh) inferior al previsto por el GTS para dicho ejercicio, consecuencia de una demanda destinada a generación eléctrica un 18,2% inferior (16 TWh) y una demanda convencional un 7,8% inferior (22 TWh).

La previsión de **demanda de exportaciones** se ha estimado teniendo en cuenta que, de acuerdo con lo establecido en la disposición adicional quinta de la Circular 9/2019<sup>9</sup> de la CNMC, a partir del 1 de enero de 2021 la totalidad de los ingresos por el uso de las interconexiones con Portugal tienen la consideración de ingresos liquidables.

**Cuadro 7. Escenario de demanda de consumidores no nacionales previsto para el ejercicio 2021.**

Punto de Salida	Previsión 2020 (A)			Previsión 2021 (B)			% Variación (B) sobre (A)		
	Volumen (GWh)	Capacidad contratada (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (GWh)	Capacidad contratada (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad contratada	Factor de carga
<b>Conexión Internacional</b>	9.184	137.937	18,2%	18.052	169.209	29,2%	96,6%	22,7%	60,2%
VIP Portugal	2.696	10.187	72,5%	11.240	36.228	85,0%	316,9%	255,6%	17,2%
VIP Francia	6.488	127.751	13,9%	6.812	132.981	14,0%	5,0%	4,1%	0,9%
<b>TOTAL SALIDAS</b>	<b>9.184</b>	<b>137.937</b>	<b>18,2%</b>	<b>18.052</b>	<b>169.209</b>	<b>29,2%</b>	<b>96,6%</b>	<b>22,7%</b>	<b>60,2%</b>

Fuente: CNMC

La previsión de las variables de facturación de **entrada al sistema** coherente con los escenarios de demanda anteriores se muestra en el Cuadro 8, en la que también se ha tenido en cuenta la inclusión en el sistema de liquidaciones de la totalidad de los ingresos asociados a las entradas por Tarifa. Adicionalmente, se ha considerado un mayor aumento en las entradas por gasoducto que en las entradas por planta de regasificación, resultado de una reducción de las presiones bajistas al precio del GNL consecuencia de un previsible incremento de la demanda mundial de gas natural.

**Cuadro 8. Escenario de demanda de entrada al sistema previsto para el ejercicio 2021.**

Punto de Entrada	Previsión 2020 (A)			Previsión 2021 (B)			% Variación (B) sobre (A)		
	Volumen (GWh)	Capacidad (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (GWh)	Capacidad (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad	Factor de carga
<b>Conexión Internacional</b>	97.317	519.556	51,3%	117.391	605.623	53,1%	20,6%	16,6%	3,5%
Tarifa GME	19.385	70.760	75,1%	36.008	158.238	62,3%	85,7%	123,6%	-16,9%
MEDGAZ	47.482	206.504	63,0%	49.920	206.504	66,2%	5,1%	0,0%	5,1%
VIP Pirineos	27.469	231.683	32,5%	28.879	231.683	34,2%	5,1%	0,0%	5,1%
VIP Ibérico	2.980	10.609	77,0%	2.584	9.198	77,0%	-13,3%	-13,3%	0,0%
<b>Desde planta de regasificación</b>	222.435	701.558	86,9%	225.372	714.705	86,4%	1,3%	1,9%	-0,5%
<b>Otros</b>	702	2.420	79,5%	748	2.424	84,6%	6,6%	0,2%	6,4%
Marismas	0	0		1	4	58,1%			
Poseidon	45	264	46,6%	45	264	46,7%	0,2%	0,0%	0,2%
Viura	541	1.857	79,8%	547	1.857	80,7%	1,1%	0,0%	1,1%
Madrid	104	299	95,3%	101	299	92,5%	-3,0%	0,0%	-3,0%
Inyecciones Distribución	12			55			342,9%		
<b>TOTAL</b>	<b>320.454</b>	<b>1.223.533</b>	<b>71,8%</b>	<b>343.512</b>	<b>1.322.753</b>	<b>71,1%</b>	<b>7,2%</b>	<b>8,1%</b>	<b>-0,8%</b>

Fuente: CNMC

<sup>9</sup> <https://www.cnmec.es/expedientes/cirde00619>

Por último, en el Cuadro 9 se muestra la previsión de las variables de regasificación para el año 2021 coherente con las previsiones anteriores. Se indica que las previsiones anteriores incorporan tanto la previsión de los servicios agregados como de los servicios individuales.

**Cuadro 9. Escenario de regasificación al sistema previsto para el ejercicio 2021.**

	Previsión 2020 (A)			Previsión 2021 (B)			% Variación (B) sobre (A)		
	Volumen (MWh)	Caudal (MWh/día/mes)	Nº de barcos	Volumen (MWh)	Caudal (MWh/día/mes)	Nº de barcos	Volumen	Caudal	Nº de barcos
Regasificación	226.516.893	721.791.740		229.249.885	734.476.635		1,2%	1,8%	
Carga en Cisternas	12.469.691	42.182.173		12.898.325	43.632.146		3,4%	3,4%	
Trasvases / Puestas en frío	3.414.313		29	4.561.217		39	33,6%		35,3%
Descarga de Buques	242.425.137		259	246.734.098		264	1,8%		1,8%
Almacenamiento de GNL	4.372.506			4.585.723			4,9%		

Fuente: CNMC

La previsión para el año de gas 2020-2021 se ha considerado ponderando las previsiones anteriormente descritas.

Se incluye en anexo I el detalle del escenario de demanda previsto para los ejercicios 2020, 2021 y 2020-2021 tanto con la estructura de peajes vigentes como con la estructura establecida en la Circular 6/2020.

La conversión, entre ambas estructuras se ha llevado a cabo considerando la caracterización realizada para el ejercicio de 2018, de tal forma que, para cada grupo tarifario de la estructura vigente, se han asignado los volúmenes consumidos, puntos de suministro, capacidades facturadas equivalentes a los nuevos grupos tarifarios propuestos, distinguiendo a su vez entre demanda destinada a generación eléctrica, convencional y plantas satélites. En relación a la capacidad facturada de los peajes del Grupo 3, se ha estimado considerando la información disponible de las curvas de carga de dichos consumidores de 2016-2018.

#### **IV. DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES APICABLES A LA ACTIVIDAD DE REGASIFICACIÓN**

##### **1. Retribución que se debe recuperar a través de los peajes de regasificación**

En el punto I del Anexo III de la Circular 6/2020, se establece que la retribución de regasificación que se debe recuperar mediante los peajes de regasificación aplicables entre octubre de 2020 y septiembre de 2021 incluirá:

- $R_{R,20-21}$ : retribución anual de regasificación, establecida en la correspondiente Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en el periodo tarifario 2020-2021, expresado en €.
- $DR_{R,20-21}$ : revisiones, en su caso, de la retribución de la actividad de regasificación correspondientes a ejercicios anteriores, expresado en €.
- $IC_{R,20-21}$ : diferencia entre los ingresos inicialmente previstos y los ingresos reales que resulten de la aplicación de los peajes de regasificación correspondientes a ejercicios anteriores, expresado en €.
- $CI_R$ : compensaciones por interrumpibilidad abonadas a los usuarios de instalaciones de regasificación correspondientes a ejercicios anteriores, expresado en €.
- $PR_R$ : primas obtenidas, en su caso, de procedimientos de asignación de capacidad imputables a la actividad de regasificación, expresado en €.
- $OF_{R,20-21}$ : otros ingresos o costes liquidables a recuperar mediante los peajes de regasificación, según se establezca en la normativa vigente, diferentes de los anteriores.

En relación con la retribución de regasificación correspondiente al ejercicio 2020-2021 se señala que se ha considerado para el periodo comprendido entre octubre de 2020 y diciembre 2020, la cuarta parte de la retribución establecida en la Resolución de 18 de diciembre de 2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la retribución para el año 2020 de las empresas que realizan las actividades reguladas de plantas de gas natural licuado, de transporte y de distribución<sup>10</sup>.

Para el periodo comprendido entre enero de 2021 y septiembre de 2021, se corresponde con el resultado de aplicar la metodología establecida en la Circular 9/2019<sup>11</sup>, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para determinar la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado.

Si bien conforme a las mejores prácticas regulatorias con anterioridad al establecimiento de los precios de regasificación se debería haber publicado la correspondiente resolución por la que se establece la retribución de la actividad para el año de 2020-2021, se señala (i) la urgente necesidad de disponer de los precios de los peajes de regasificación con la suficiente antelación respecto de su entrada en vigor (el próximo 1 de octubre de 2020) y (ii) la provisionalidad de

---

<sup>10</sup> Disponible en <https://www.cnmc.es/expedientes/rapde00319>

<sup>11</sup> Disponible en <https://www.cnmc.es/expedientes/cirde00619>.

la retribución por continuidad de suministro, única variable susceptible de modificación en la correspondiente resolución.

En el Cuadro 10 se muestra la retribución de la actividad de regasificación prevista para el ejercicio 2020-2021 considerada en la determinación de los peajes. La retribución prevista para la actividad de regasificación asciende a 435,4 M€, de los cuales el 37,2% se corresponde con la retribución por costes de inversión (incluyendo el gas talón), el 29,5% con la retribución por costes de operación y mantenimiento fijos, el 5,7% con la retribución por costes de operación y mantenimiento variables y el 19,5% con la retribución por continuidad de suministro. Adicionalmente, se incluye la retribución correspondiente a El Musel y el impacto de la disposición adicional primera de la Orden ETU/1283/2017.

No se han considerado otros ingresos o costes liquidables imputables a la actividad de regasificación ( $OF_{R,20-21}$ ) tales como, los ingresos de desbalances en plantas, por no haberse realizado una previsión de los mismos. No obstante, a efectos informativos, se indica que los ingresos por desbalances registrados en el ejercicio 2019 ascendieron, aproximadamente a 1,3 M€ (el 0,3% de la retribución de la actividad de regasificación).

Finalmente, se indica que, al ser el ejercicio 2020-2021 el primer año para el que se calculan los peajes y cánones resultantes de la metodología, no procede la imputación de desvíos de ejercicios anteriores.

**Cuadro 10. Retribución de la actividad de regasificación prevista para el ejercicio octubre 2020 septiembre 2021**

<b>Retribución reconocida a la actividad de regasificación (€)</b>	<b>Previsión 2020-2021</b>	<b>% sobre total</b>
<b>Retribución por disponibilidad</b>	<b>314.824.839</b>	<b>72,3%</b>
Retribución por inversión	159.960.257	36,7%
Retribución por OM& fijo	128.277.576	29,5%
Retribución por OM& variable	24.679.225	5,7%
Retribución financiera gas talón	1.907.782	0,4%
<b>Retribución por continuidad del suministro</b>	<b>84.826.642</b>	<b>19,5%</b>
<b>Retribución Musel</b>	<b>23.605.525</b>	<b>5,4%</b>
<b>DA1ª Orden ETU/1283/2017</b>	<b>12.168.193</b>	<b>2,8%</b>
<b>Ingresos por desbalances</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>
<b>Desvíos de ejercicios anteriores</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>
<b>Total</b>	<b>435.425.198</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: CNMC

## **2. Asignación de la retribución fija de regasificación asociada a la retribución por la inversión, la retribución fija asociada a los costes operativos, la retribución por extensión de vida útil y la retribución asociada a incentivos por elemento**

Como la retribución reconocida por elemento conforme a la Orden ITC/3994/2006 no recoge el detalle necesario para aplicar la metodología establecida en la Circular 6/2020, se hace necesario, en primer lugar, convertir la retribución bajo el esquema de la Orden ITC/3994/2006 al esquema de la Orden ITC/3128/2011, aplicando el procedimiento descrito en el punto II del Anexo III de la Circular 6/2020, que incluye los siguientes pasos:

1. Se valorarán las instalaciones existentes en cada una de las plantas a los valores unitarios vigentes en el ejercicio tarifario (véase Cuadro 11).
2. Se calcula la anualidad por amortización que correspondería aplicar dado el valor de reposición calculado en el apartado anterior, teniendo en cuenta la vida útil regulatoria establecida, para cada activo, en la regulación vigente (véase Cuadro 12).
3. La anualidad por amortización correspondiente al tanque se desagregará, en su caso, entre la asociada al propio tanque y la asociada a las bombas primarias teniendo en cuenta la información de las auditorías de inversión (véase Cuadro 13).
4. La anualidad de las unidades no estandarizadas se desagregará, en su caso, por elemento retributivo teniendo en cuenta la información de la auditorías de inversión (véase Cuadro 13).
5. Teniendo en cuenta ambos esquemas retributivos se establece los porcentajes aplicables para transformar la retribución según el esquema de la Orden ITC/3994/2006 al esquema de Orden ITC/3128/2011 (véase Cuadro 14).
6. Por último, se impone la relación a la retribución prevista para el ejercicio 2020-2021 (véase Cuadro 15).

**Cuadro 11. Determinación de valor de reposición de las plantas de regasificación,  
resultado de aplicar los valores de inversión de la Orden ITC/2446/2013 a las  
características técnicas de las plantas**

	Planta						TOTAL
	Barcelona	Bilbao	Cartagena	Huelva	Mugardos	Sagunto	
<b>Características técnicas</b>							
Tanques de GNL							
Número	6	3	5	5	2	4	25
Capacidad (m <sup>3</sup> )	760.000	450.000	587.000	610.000	300.000	600.000	3.307.000
Bombas secundarias							
Número	24	9	12	11	4	8	68
Capacidad (m <sup>3</sup> /h)	6.000	2.949	3.480	3.300	1.600	2.320	19.649
Vaporización							
Agua de mar							
Número	13	4	9	10	2	5	43
Capacidad (m <sup>3</sup> /h)	1.950.000	800.000	1.350.000	1.500.000	412.800	1.000.000	7.012.800
Combustión sumergida							
Número	2	1	2	4	1	1	11
Capacidad (m <sup>3</sup> /h)	300.000	200.000	300.000	480.000	206.400	150.000	1.636.400
Cargaderos de cisternas							
Número	3	1	3	3	2	2	14
Capacidad (m <sup>3</sup> /h)	51	15	48	51	35	40	
Compresor de boil-off procesado interno en planta							
Número	2	3	4	4	3	3	19
Capacidad (m <sup>3</sup> )	31.323	18.396	30.000	35.000	27.096	34.617	176.432
Compresor de boil-off emisión directa a la red							
Número	2	-	2	2	-	1	7
Capacidad (m <sup>3</sup> )	3.784	-	2.300	2.300	-	2.550	10.934
Relicador de boil-off (kg/h)							
Número	1	1	1	1	1	1	6
Capacidad (kg/h)	20.830	10.000	19.000	32.230	13.000	25.376	120.436
Antorcha/combustor							
Número	1	1	1	2	1	1	7
Capacidad (kg/h)	172.000	185.000	80.000	190.000	15.000	241.500	883.500
Equipos de medida							
	EM G-1.000 EM G-4.000 EM G-6.500 EMU G-6.500	ERM G-2.500 EMU G-6.500	EM G-400 EM G-650 EM G-1.600 EM G-1.600 EM G-2.500 EMU G-2.500	EM G-650 EM G-650 EM G-1.000 EM G-1.600 EM G-2.500	EMU G-4.000	EM G-6.500	
<b>Valor de reposición (€)</b>	<b>668.767.674</b>	<b>441.782.108</b>	<b>551.132.409</b>	<b>574.478.839</b>	<b>354.290.110</b>	<b>534.850.972</b>	<b>3.125.302.112</b>
<b>Unidades estandarizables</b>	<b>495.952.980</b>	<b>268.967.414</b>	<b>378.317.715</b>	<b>401.664.145</b>	<b>181.475.416</b>	<b>362.036.278</b>	<b>2.088.413.948</b>
Tanques de GNL	348.596.800	206.406.000	269.245.160	279.794.800	137.604.000	275.208.000	1.516.854.760
Cargadero de cisternas	5.355.554	1.785.185	5.355.554	5.355.554	3.570.369	3.570.369	24.992.585
Vaporizador agua de mar	83.733.000	34.352.000	57.969.000	64.410.000	17.725.632	42.940.000	301.129.632
Vaporizador de combustión sumergida	7.368.000	4.912.000	7.368.000	11.788.800	5.069.184	3.684.000	40.189.984
Bombas secundarias	21.634.260	10.633.239	12.547.871	11.898.843	5.769.136	8.365.247	70.848.596
Compresor de boil-off procesado interno de la pla	12.412.992	7.290.151	11.888.700	13.870.150	10.737.874	13.718.371	69.918.237
Compresor de boil-off emisión directa a la red	12.283.898	-	10.615.689	10.615.689	-	10.896.722	44.411.997
Relicador boil off	28.329	13.600	25.840	43.833	17.680	34.511	163.793
Sistema de antorcha	1.874.800	2.016.500	872.000	2.071.000	163.500	2.632.350	9.630.150
ERM	-	572.032	-	-	-	-	572.032
EM	1.678.640	-	1.780.531	1.243.444	-	-	4.702.615
EMU	986.708	986.708	649.371	572.032	818.041	986.708	4.999.567
<b>Unidades no estandarizables</b>	<b>172.814.694</b>	<b>172.814.694</b>	<b>172.814.694</b>	<b>172.814.694</b>	<b>172.814.694</b>	<b>172.814.694</b>	<b>1.036.888.164</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro 12. Determinación de la anualidad correspondiente al valor de reposición**

	Valor de reposición	Vida útil regulatoria	Amortización	% sobre total
<b>Unidades estandarizables</b>	<b>2.088.413.948</b>		<b>121.315.441</b>	<b>85,4%</b>
Tanques de GNL	1.516.854.760	20	75.842.738	53,4%
Cargadero de sistemas	24.992.585	20	1.249.629	0,9%
Vaporizador agua de mar	301.129.632	10	30.112.963	21,2%
Vaporizador de combustión sumergida	40.189.984	10	4.018.998	2,8%
Bombas secundarias	70.848.596	20	3.542.430	2,5%
Compresor de boil-off procesado interno de la planta	69.918.237	20	3.495.912	2,5%
Compresor de boil-off emisión directa a la red	44.411.997	20	2.220.600	1,6%
Relicador boil off	163.793	20	8.190	0,0%
Sistema de antorcha	9.630.150	20	481.508	0,3%
ERM	572.032	30	19.068	0,0%
EM	4.702.615	30	156.754	0,1%
EMU	4.999.567	30	166.652	0,1%
<b>Unidades no estandarizables</b>	<b>1.036.888.164</b>	<b>50</b>	<b>20.737.763</b>	<b>14,6%</b>
<b>Valor de reposición (€)</b>	<b>3.125.302.112</b>		<b>142.053.205</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro 13. Asignación por elemento del valor de reposición de las unidades de inversión no estandarizadas**

Valor de reposición de unidades no estandarizadas (€) (A)		20.737.763
Elemento retributivo	% sobre total no estandarizado según auditorías de inversión (B)	Asignación del valor de reposición por elemento retributivo (A) * (B)
Interconexiones de gas natural	8,9%	1.847.190
Interconexiones de gas natural licuado	1,0%	207.261
Instalaciones de obra civil terrestre	27,0%	5.597.415
<i>Infraestructura terrestre</i>	19,0%	3.948.960
<i>Edificios</i>	2,2%	461.585
<i>Adecuación de Terrenos</i>	5,7%	1.186.870
Instalaciones de descarga	26,0%	5.394.760
Sistemas de gestión y control	6,0%	1.238.830
Servicios auxiliares	12,3%	2.549.445
Sistema de suministro eléctrico	4,6%	946.666
Sistema de captación de agua	12,8%	2.655.482
Cimentaciones y obra civil asociada a los tanques de Almacenamiento de GNL	1,5%	300.714
Valor de reposición del tanque (€) (C)		75.842.738
Elemento retributivo	% sobre total no estandarizado según auditorías de inversión (D)	Asignación del valor de reposición por elemento retributivo (C) * (D)
Bombas primarias	3,1%	2.381.614
Tanque GNL	96,9%	73.461.124

Fuente: CNMC y Auditorías de inversión

**Cuadro 14. Determinación de los porcentajes para transformar la retribución según el esquema de la Orden ITC/3994/2006 al esquema de Orden ITC/3128/2011**

Valor de reposición según el esquema retributivo de la Orden ITC/3128/2011 (€)	Valor de reposición según el esquema retributivo de la Orden ITC/3994/2006 (€)					% para la conversión del esquema retributivo de la Orden ITC/3994/2006 al esquema retributivo de la Orden ITC/3128/2011			
	Obra civil portuaria y terrestre	Cargadero en Cisternas	Vaporizadores	Tanque	TOTAL	Obra civil portuaria y terrestre	Cargadero en Cisternas	Vaporizadores	Tanque
<b>Unidades estandarizables</b>	-	1.249.629	34.455.368	85.591.377	121.296.374	0,0%	100,0%	100,0%	94,1%
Tanques de GNL				75.842.738	75.842.738				83,4%
Tanque de GNL				73.461.124	73.461.124				80,7%
Bombas primarias				2.381.614	2.381.614				2,6%
Cargadero de cisternas		1.249.629			1.249.629		100,0%		
Vaporizador agua de mar			30.112.963		30.112.963			87,4%	
Vaporizador de combustión sumergida			4.018.998		4.018.998			11,7%	
Bombas secundarias				3.542.430	3.542.430				3,9%
Sistema de antorcha				481.508	481.508				0,5%
Compresor de boil-off procesado interno de la planta				3.495.912	3.495.912				3,8%
Compresor de boil-off emisión directa a la red				2.220.600	2.220.600				2,4%
Relicuidador boil off				8.190	8.190				0,0%
Sistemas de medida (1)			323.406		323.406			0,9%	
<b>Unidades no estandarizables</b>	15.343.003	-	-	5.394.760	20.737.763	100,0%	0,0%	0,0%	5,9%
Interconexiones de gas natural	1.847.190				1.847.190	12,0%			
Interconexiones de gas natural licuado	207.261				207.261	1,4%			
Instalaciones de obra civil terrestre	5.597.415				5.597.415	36,5%			
Infraestructura terrestre	3.948.960				3.948.960	25,7%			
Edificios	461.595				461.595	3,0%			
Adecuación de Terrenos	1.186.670				1.186.670	7,7%			
Instalaciones de descarga				5.394.760	5.394.760				5,9%
Sistemas de gestión y control	1.238.830				1.238.830	8,1%			
Servicios auxiliares	2.549.445				2.549.445	16,6%			
Sistema de suministro eléctrico	946.666				946.666	6,2%			
Sistema de captación de agua	2.655.482				2.655.482	17,3%			
Cimentaciones y obra civil asociada a los tanques de Almacén	300.714				300.714	2,0%			
<b>Total</b>	<b>15.343.003</b>	<b>1.249.629</b>	<b>34.455.368</b>	<b>90.986.137</b>	<b>142.034.137</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: CNMC, Orden ITC/3994/2006 y Orden ITC/3128/2011

**Cuadro 15. Asignación de la retribución por inversión y por costes operativos fijos prevista para el ejercicio 2020-2021 por elemento**

	Obra civil portuaria y terrestre	Cargadero en Cisternas	Vaporizadores	Tanque	TOTAL
<b>Retribución reconocida según el esquema retributivo de la Orden ITC/3994/2006 (€) (A)</b>	<b>23.099.635</b>	<b>1.535.255</b>	<b>46.834.340</b>	<b>204.241.437</b>	<b>275.710.667</b>

Valor de reposición según el esquema retributivo de la Orden ITC/3128/2011 (€)	% para la conversión del esquema retributivo de la Orden ITC/3994/2006 al esquema retributivo de la Orden ITC/3128/2011 (B)				Asignación por elemento de la retribución reconocida según el esquema retributivo de la Orden ITC/3994/2006 (€) (A) * (B)
	Obra civil portuaria y terrestre	Cargadero en Cisternas	Vaporizadores	Tanque	
<b>Unidades estandarizables</b>	<b>0,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>94,1%</b>	
Tanques de GNL				83,4%	
Tanque de GNL	0,0%	0,0%	0,0%	80,7%	
Bombas primarias	0,0%	0,0%	0,0%	2,6%	
Cargadero de cisternas		100,0%			
Vaporizador agua de mar			87,4%		
Vaporizador de combustión sumergida			11,7%		
Bombas secundarias				3,9%	
Sistema de antorcha				0,5%	
Compresor boil off procesado interno de la planta				3,8%	
Compresor boil off emisión directa a la red				2,4%	
Relicuidador boil off				0,0%	
Sistemas de medida (1)			0,9%		
<b>Unidades no estandarizables</b>	<b>100,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>5,9%</b>	
Interconexiones de gas natural	12,0%				
Interconexiones de gas natural licuado	1,4%				
Instalaciones de obra civil terrestre	36,5%				
Infraestructura terrestre	25,7%				
Edificios	3,0%				
Adecuación de Terrenos	7,7%				
Instalaciones de descarga				5,9%	
Sistemas de gestión y control	8,1%				
Servicios auxiliares	16,6%				
Sistema de suministro eléctrico	6,2%				
Sistema de captación de agua	17,3%				
Cimentaciones y obra civil asociada a los tanques	2,0%				
<b>Total</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	

Obra civil portuaria y terrestre	Cargadero en Cisternas	Vaporizadores	Tanque	TOTAL
-	1.535.255	46.834.340	192.131.531	240.501.126
			170.248.242	170.248.242
			164.902.105	164.902.105
			5.946.137	5.946.137
	1.535.255	-	-	1.535.255
		40.931.816	-	40.931.816
		5.462.926	-	5.462.926
			7.951.881	7.951.881
			1.080.866	1.080.866
			7.847.460	7.847.460
			4.984.699	4.984.699
			18.384	18.384
		439.598	-	439.598
<b>23.099.635</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>12.109.906</b>	<b>35.209.541</b>
2.781.034				2.781.034
312.042				312.042
8.427.180				8.427.180
5.945.350				5.945.350
694.938				694.938
1.786.891				1.786.891
			12.109.906	12.109.906
1.865.118				1.865.118
3.838.312				3.838.312
1.425.252				1.425.252
3.997.957				3.997.957
452.740				452.740
<b>23.099.635</b>	<b>1.535.255</b>	<b>46.834.340</b>	<b>204.241.437</b>	<b>275.710.667</b>

Fuente: CNMC

En el Cuadro 16 se recoge la retribución por inversión y por costes operativos fijos prevista para el ejercicio 2020-2021 desagregada por elemento.

**Cuadro 16. Retribución por inversión y por costes operativos fijos prevista para el ejercicio 2020-2021 por elemento**

Retribución por inversión y O&M fijo desagregada por elemento (€)	Orden ITC/3994/2006	Orden ITC/3128/2011	Total	% sobre total retribución
<b>Unidades estandarizables</b>	<b>240.501.126</b>	<b>10.471.827</b>	<b>250.972.954</b>	<b>86,5%</b>
Tanque almacenamiento GNL.	164.902.105	9.546.032	174.448.136	60,1%
Bombas primarias	5.346.137	309.483	5.655.620	1,9%
Sistema de bombas secundarias.	7.951.881	346.849	8.298.730	2,9%
Vaporizadores de agua de mar.	40.931.816	-	40.931.816	14,1%
Vaporizadores de combustión sumergida.	5.462.926	-	5.462.926	1,9%
Sistema de medida u odorización (1)	439.598	-	439.598	0,2%
Sistema de antorcha y combustor.	1.080.866	-	1.080.866	0,4%
Instalaciones de compresión de boil-off para procesado interno en planta	7.847.460	269.464	8.116.924	2,8%
Compresor de boil-off para emisión directa a red	4.984.699	-	4.984.699	1,7%
Relicador de boil-off.	18.384	-	18.384	0,0%
Cargaderos de sistemas.	1.535.255	-	1.535.255	0,5%
<b>Unidades no estandarizables</b>	<b>35.209.541</b>	<b>1.958.242</b>	<b>37.167.783</b>	<b>12,8%</b>
Interconexiones de gas natural	2.781.034	-	2.781.034	1,0%
Interconexiones de gas natural licuado	312.042	163.537	475.578	0,2%
Instalaciones de obra civil terrestre	8.427.180	-	8.427.180	2,9%
Instalaciones de descarga	12.109.906	-	12.109.906	4,2%
Sistemas de gestión y control	1.865.118	580.028	2.445.147	0,8%
Servicios auxiliares	3.838.312	317.110	4.155.423	1,4%
Sistema de suministro eléctrico	1.425.252	554.998	1.980.250	0,7%
Sistema de captación de agua	3.997.957	-	3.997.957	1,4%
Cimentaciones y obra civil asociada a los tanques de Almacenamiento de GNL	452.740	342.569	795.309	0,3%
<b>Retribución Financiera Gas Talón /NMLL</b>	<b>1.907.782</b>	<b>-</b>	<b>1.907.782</b>	<b>0,7%</b>
<b>ERM</b>	<b>97.096</b>	<b>-</b>	<b>97.096</b>	<b>0,0%</b>
<b>Total</b>	<b>277.715.545</b>	<b>12.430.070</b>	<b>290.145.615</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: CNMC

### 3. Asignación de la retribución fija de cada uno de los elementos a cada uno de los servicios prestados en la planta

#### 3.1 Asignación de la retribución fija asignada por elemento retributivo

La retribución por inversión y la retribución fija por los costes operativos reconocida a cada elemento retributivo, como coste fijo, se asignará a los términos fijos de los peajes correspondientes a cada uno de los servicios conforme a lo establecido en el punto III.1 del Anexo III de la Circular 6/2020. En consecuencia:

- a) **Servicio de descarga de buques:** la retribución fija se asignará teniendo en cuenta que este servicio incluye el acondicionamiento de puertos y atraques, parte de las instalaciones de descarga, parte de las instalaciones de conducción de GNL hasta el tanque, parte del tanque de GNL, parte del sistema de antorcha y combustor, parte de las instalaciones de tratamiento y recuperación de Boil-off, parte del acondicionamiento de terrenos y edificios, parte de los sistemas de gestión y control, parte de servicios auxiliares y parte del suministro eléctrico.
- b) **Servicio de almacenamiento de GNL:** la retribución fija se asignará teniendo en cuenta que este servicio incluye parte de los tanques de GNL,

excluidas las bombas primarias y secundarias y las tuberías de los tanques a los vaporizadores, parte del sistema de antorcha y combustor, parte de las instalaciones de tratamiento y recuperación de Boil-off, parte del acondicionamiento de terrenos y edificios, parte de la cimentación y obra civil asociada a los tanques, parte de los sistemas de gestión y control, parte de servicios auxiliares y parte del suministro eléctrico.

- c) Servicio de regasificación:** la retribución fija se asignará teniendo en cuenta que este servicio incluye los vaporizadores, las instalaciones de medida y odorización, el sistema de bombas secundarias, las instalaciones de conexión de los tanques a los vaporizadores, la emisión y captación de agua de mar, parte del tanque de GNL, parte de las bombas primarias, parte del sistema de antorcha y combustor, parte de las instalaciones de conducción de GNL hasta el tanque, parte de las instalaciones de tratamiento y recuperación de Boil-off, parte del acondicionamiento de terrenos y edificios, parte de la cimentación y obra civil asociada a los tanques, parte de los sistemas de gestión y control, parte de servicios auxiliares, parte del suministro eléctrico y parte del gas talón.
- d) Servicio de carga en cisterna:** la retribución fija se asignará teniendo en cuenta que este servicio incluye los cargaderos de cisterna, parte del tanque de GNL, parte de las bombas primarias, parte del sistema de antorcha y combustor, parte de las instalaciones de tratamiento y recuperación de Boil-off, parte de las instalaciones de conducción de GNL hasta el tanque, parte del acondicionamiento de terrenos y edificios, parte de la cimentación y obra civil asociada a los tanques, parte los sistemas de gestión y control, parte del servicios auxiliares, parte del suministro eléctrico y parte del gas talón.
- e) Servicio de carga de GNL de planta en buque:** la retribución fija se asignará teniendo en cuenta que este servicio incluye parte de las instalaciones de descarga, parte de las bombas primarias, parte del sistema de antorcha y combustor, parte de las instalaciones de tratamiento y recuperación de Boil-off, parte de las instalaciones de conducción de GNL hasta el tanque, parte del acondicionamiento de terrenos y edificios, parte de la cimentación y obra civil asociada a los tanques, parte los sistemas de gestión y control, parte del servicios auxiliares, parte del suministro eléctrico y parte del gas talón.
- f) Servicio de trasvase de GNL de buque a buque:** la retribución fija se asignará teniendo en cuenta que este servicio incluye parte de las instalaciones de descarga, parte del sistema de antorcha y combustor, parte de las instalaciones de tratamiento y recuperación de Boil-off, parte de las instalaciones de conducción de GNL hasta el tanque, parte del acondicionamiento de terrenos y edificios, parte los sistemas de gestión y control, parte del servicios auxiliares, parte del suministro eléctrico y parte del gas talón.
- g) Servicio de puesta en frío:** la retribución fija se asignará teniendo en cuenta que este servicio incluye parte de las instalaciones de descarga, parte de las bombas primarias, parte del sistema de antorcha y combustor, parte de las

instalaciones de tratamiento y recuperación de Boil-off, parte de las instalaciones de conducción de GNL hasta el tanque, parte del acondicionamiento de terrenos y edificios, parte de la cimentación y obra civil asociada a los tanques, parte los sistemas de gestión y control, parte del servicios auxiliares, parte del suministro eléctrico y parte del gas talón.

### **3.2 Asignación de la retribución de un elemento que interviene en la prestación de varios servicios**

De acuerdo con el punto III.2.a) del Anexo III de la Circular 6/2020, la asignación de la retribución de un elemento que interviene en la prestación de varios servicios se realizará conforme a los siguientes criterios:

#### **a) En función del criterio de diseño del tanque de almacenamiento de GNL**

De acuerdo con el punto III.2 del Anexo III de dicha Circular:

- i) La retribución de los tanques de GNL asociada al gas talón, se calculará multiplicando el porcentaje establecido en el Anexo IV.2 (8,00%) por la retribución de los tanques de GNL y se asignará a los servicios de regasificación y carga en cisternas proporcionalmente al volumen del gas previsto para cada servicio.
- ii) La retribución de los tanques asociado al stock de seguridad se calculará multiplicando la retribución de los tanques de GNL por el porcentaje establecido en el Anexo IV.2 (39,78%) y se asignará al servicio de almacenamiento de GNL.
- iii) La retribución de los tanques asociado al stock de flexibilidad logística se calculará multiplicando el porcentaje establecido en el Anexo IV.2 (52,22%) por la retribución de los tanques de GNL y se asignará a los servicios regasificación y carga en cisternas, proporcionalmente al volumen de gas implicado en la prestación de los mismos.

En el Cuadro 17 se muestra asignación de la retribución reconocida a los tanques por servicio.

**Cuadro 17. Asignación de la retribución reconocida a los tanques por servicio**

Retribución reconocida a los tanques de GNL (€)	174.448.136	
	% sobre retribución de los tanques de GNL	Retribución asignada 2020 - 2021 (€)
Proporción de la retribución del tanque asignada al gas talón (€)	8,00%	13.955.851
Proporción de la retribución del tanque asignada al stock de seguridad (€)	39,78%	69.395.469
Proporción de la retribución del tanque asignada al stock logístico (€)	52,22%	91.096.817

Fuente: CNMC

**b) Proporcional al volumen de gas implicado en el servicio**

De acuerdo con el punto III.2.b) del Anexo III de la Circular 6/2020:

- i) La retribución financiera del gas talón y las bombas primarias se asignará a los servicios de regasificación y carga en cisternas proporcionalmente al volumen previsto del gas implicado en la prestación de los mismos (véase Cuadro 18).
- ii) La retribución reconocida por las tuberías de GNL se asignará a los servicios de descarga de buques, regasificación, carga en cisterna, carga de GNL de planta a buque, trasvase de GNL de buque a buque y puesta en frío, proporcionalmente al volumen previsto del gas implicado en la prestación de los mismos (véase Cuadro 19).
- iii) La retribución reconocida a las instalaciones de descarga se asignará a los servicios de descarga de GNL, trasvase de GNL de planta a buque, trasvase de GNL de buque a buque y puesta en frío proporcionalmente al volumen previsto del gas implicado en la prestación de los mismos (véase Cuadro 20).

Al respecto, se indica que para las operaciones de trasvase de GNL de buque a buque la previsión es nula, por lo que se ha considerado un volumen de 219 GWh.

**Cuadro 18. Asignación por servicio de la retribución asociada a la parte del tanque dedicada al almacenamiento del gas talón del tanque de GNL, la retribución del tanque asociada al stock logístico, la retribución financiera del gas talón y las bombas primarias**

<b>Retribución del tanque de GNL asignada proporcionalmente al volumen (€) (A)</b>	<b>112.616.069</b>
Stock de flexibilidad logística	91.096.817
Gas talón	13.955.851
Bombas primarias	5.655.620
Retribución Financiera Gas Talón /NMLL	1.907.782

<b>Servicio</b>	<b>Volumen previsto Oct 20 - Sep 21 (MWh)</b>	<b>% sobre volumen total previsto</b>	<b>Volumen a efectos de la asignación por servicio (MWh)</b>	<b>Volumen a efectos de la asignación por servicio (B)</b>	<b>Retribución asignada (€) (A) * (B)</b>
Vaporización	228.566.637	94,7%	228.566.637	94,7%	106.647.789
Carga en Cisternas	12.791.167	5,3%	12.791.167	5,3%	5.968.280
<b>Total</b>	<b>241.357.803</b>	<b>100,0%</b>	<b>241.357.803</b>	<b>100,0%</b>	<b>112.616.069</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro 19. Asignación por servicio de la retribución reconocida a las interconexiones de gas natural licuado**

<b>Retribución reconocida a las interconexiones de GNL (€) (A)</b>	<b>475.578</b>				
<b>Servicio</b>	<b>Volumen previsto Oct 20 - Sep 21 (MWh)</b>	<b>% sobre volumen total previsto</b>	<b>Volumen a efectos de la asignación por servicio (MWh)</b>	<b>Volumen a efectos de la asignación por servicio (B)</b>	<b>Retribución asignada (€) (A) * (B)</b>
Descarga de GNL	243.999.691	50,0%	243.999.691	50,0%	237.694
Vaporización	225.434.193	46,2%	225.434.193	46,2%	219.609
Carga en Cisternas	14.266.609	2,9%	14.266.609	2,9%	13.898
Trasvase de GNL de planta a buque	4.247.491	0,9%	4.247.491	0,9%	4.138
Trasvase de GNL de buque a buque	-	0,0%	219.000	0,0%	213
Puesta en frío	27.000	0,0%	27.000	0,0%	26
<b>Total</b>	<b>487.974.985</b>	<b>100,0%</b>	<b>488.193.985</b>	<b>100,0%</b>	<b>475.578</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro 20. Asignación por servicio de la retribución reconocida a las instalaciones de descarga**

Retribución reconocida a las instalaciones de descarga (€) (A)					12.109.906
Servicio	Volumen previsto Oct 20 - Sep 21 (MWh)	% sobre volumen total previsto	Volumen a efectos de la asignación por servicio (MWh)	Volumen a efectos de la asignación por servicio (B)	Retribución asignada (€) (A) * (B)
Descarga de GNL	245.656.858	98,3%	245.656.858	98,2%	11.892.374
Trasvase de GNL de planta a buque	4.247.491	1,7%	4.247.491	1,7%	205.623
Trasvase de GNL de buque a buque	-	0,0%	219.000	0,1%	10.602
Puesta en frío	27.000	0,0%	27.000	0,0%	1.307
<b>Total</b>	<b>249.931.349</b>	<b>100,0%</b>	<b>250.150.349</b>	<b>100,0%</b>	<b>12.109.906</b>

Fuente: CNMC

**c) Proporcional a la retribución del tanque asignada por servicio**

Conforme al punto III.2.c) del Anexo III de la Circular 6/2020, la retribución reconocida por cimentaciones y obra civil asociada a los tanques de almacenamiento de GNL se distribuye proporcionalmente a la retribución del tanque de GNL asignada a los servicios de almacenamiento de GNL, regasificación y carga en cisternas (véase Cuadro 21).

**Cuadro 21. Asignación por servicio de la retribución asociada a la cimentación y obra civil del tanque de GNL**

Cimentación y obra civil asociada al tanque de GNL (€) (A)		795.309	
Retribución del tanque por servicio	Retribución del tanque por servicio (€)	% sobre retribución total (B)	Retribución asignada por servicio (€) (A) * (B)
Almacenamiento de GNL	69.395.469	38,13%	303.227
Vaporización	106.647.789	58,59%	466.003
Carga en Cisternas	5.968.280	3,28%	26.079
<b>Total</b>	<b>182.011.538</b>	<b>100,00%</b>	<b>795.309</b>

Fuente: CNMC

**d) Proporcional al volumen de boil-off generado en la prestación del servicio**

De acuerdo con el punto III.2.d) del Anexo III de la Circular 6/2020, la retribución de los sistemas de antorcha y combustor, de las instalaciones de compresión de boil off para procesado interno en planta, del relicuador de boil-off y del compresor de boil-off para emisión directa a red se deben

asignar a cada uno de los servicios proporcionalmente al volumen de boil-off generado en la prestación de cada uno de los servicios de la planta.

A los efectos anteriores, el volumen de boil-off generado en la prestación de cada uno de los servicios se debe estimar teniendo en cuenta la capacidad de generación teórica y la utilización de las instalaciones prevista para el periodo tarifario.

Teniendo en cuenta lo anterior, la información aportada por las empresas sobre dichas variables y el escenario de demanda previsto se ha procedido a asignar la retribución de las citadas instalaciones.

**Cuadro 22. Asignación de la retribución de los sistemas de antorcha y combustor, las instalaciones de compresión de boil off para procesado interno en planta, el relicuador de boil-off y el compresor de boil-off para emisión directa a red**

Retribución asignada en función del boil-off generado (€) (A)	14.200.872
Sistema de antorcha y combustor.	1.080.866
Compresor de boil-off para procesado interno en planta	8.116.924
Compresor de boil-off para emisión directa a red.	4.984.699
Relicudador de boil-off.	18.384

Servicio	Generación de BOG por servicio (GWh/h) (B)	Horas de funcionamiento previstas para Oct 20 - Sep 21	Horas de funcionamiento previstas a efectos de la asignación (C)	Previsión boil-off Oct 20 - Sep 21 (GWh) (D) = (B) * (C)	% sobre total (E)	Retribución asignada (€) (A) * (E)
Descarga de GNL	0,113	4.280	4.280	485	3,91%	555.390
Almacenamiento de GNL	0,163	52.560	52.560	8.550	68,90%	9.784.002
Carga de GNL en cisternas	0,035	64.999	64.999	2.261	18,22%	2.586.818
Vaporización	0,013	52.560	52.560	693	5,58%	792.475
Trasvase de GNL de planta a buque	0,218	1.751	1.751	382	3,08%	437.559
Trasvase de buque a buque	0,218	-	50	11	0,09%	12.493
Puesta en frío de buques	0,218	129	129	28	0,23%	32.135
<b>Total</b>				<b>12.410</b>	<b>100,00%</b>	<b>14.200.872</b>

Fuente: CNMC

**e) Proporcional a la retribución asignada por la prestación del resto de los servicios**

De acuerdo con el punto III.2.e) del Anexo III de la Circular 6/2020, la retribución asociada a la infraestructura terrestre, la adecuación de terrenos, los edificios, los sistemas de gestión y control, los servicios auxiliares y el sistema de suministro eléctrico se debe asignar proporcionalmente a la retribución asignada por servicio del resto de los elementos.

**Cuadro 23. Asignación de la retribución de la infraestructura terrestre, los edificios, los sistemas de gestión y control, los servicios auxiliares y el sistema de suministro eléctrico**

Asignación de la retribución de cada elemento por servicio								
Elemento retributivo	Descarga de GNL	Almac. GNL	Vaporiz.	Carga en cisterna	Trasvase de GNL de planta a buque	Trasvase de GNL de buque a buque	Puesta en frío	Total
Tanque de GNL		69.395.469	99.485.223	5.567.445				174.448.136
Bombas primarias			5.355.891	299.729				5.655.620
Retribución financiera del gas talón			1.806.675	101.106				1.907.782
Cimentación y obra civil asociada al tanque GNL		303.227	466.003	26.079				795.309
Sistema de bombas secundarias.			8.298.730					8.298.730
Vaporizadores de agua de mar.			40.931.816					40.931.816
Vaporizadores de combustión sumergida.			5.462.926					5.462.926
Sistema de medida u odorización.			536.694					536.694
Sistema de captación de agua			3.997.957					3.997.957
Sistema de antorcha y combustor.	42.272	744.686	196.889	60.317	33.304	951	2.446	1.080.866
Compresor de boil-off para procesado interno en planta	317.450	5.592.332	1.478.571	452.963	250.100	7.141	18.368	8.116.924
Compresor de boil-off para emisión directa a red.	194.950	3.434.318	908.008	278.170	153.589	4.385	11.280	4.984.699
Relicuidador de boil-off.	719	12.666	3.349	1.026	566	16	42	18.384
Cargaderos de cisternas.				1.535.255				1.535.255
Tuberías de gas natural			2.781.034					2.781.034
Tuberías de gas natural licuado	237.695		221.159	12.377	4.110	212	26	475.578
Instalaciones de descarga	11.892.374				205.623	10.602	1.307	12.109.906
<b>Total</b>	<b>12.685.460</b>	<b>79.482.697</b>	<b>171.930.926</b>	<b>8.334.466</b>	<b>647.292</b>	<b>23.307</b>	<b>33.468</b>	<b>273.137.616</b>
% de retribución asignado por servicio (B)	4,64%	29,10%	62,95%	3,05%	0,24%	0,01%	0,01%	100,0%
<b>Asignación resto elementos por servicio (A) * (B)</b>	<b>789.911</b>	<b>4.949.306</b>	<b>10.705.962</b>	<b>518.979</b>	<b>40.306</b>	<b>1.451</b>	<b>2.084</b>	<b>17.007.999</b>
Obra civil	391.387	2.452.299	5.304.626	257.145	19.971	719	1.033	8.427.180
Sistemas de gestión y control	113.561	711.535	1.539.137	74.611	5.795	209	300	2.445.147
Servicios auxiliares.	192.992	1.209.223	2.615.699	126.798	9.848	355	509	4.155.423
Sistema de suministro eléctrico	91.970	576.250	1.246.501	60.425	4.693	169	243	1.980.250
<b>Total</b>	<b>13.475.370</b>	<b>84.432.003</b>	<b>182.636.889</b>	<b>8.853.444</b>	<b>687.598</b>	<b>24.758</b>	<b>35.552</b>	<b>290.145.615</b>

Fuente: CNMC

En el Cuadro 24 se resumen, el resultado de la asignación por servicio.

**Cuadro 24. Asignación por servicio de la retribución fija y por O&M fijos.**

Servicio prestado en la planta	Retribución asignada por servicio (€)
Descarga de GNL	13.475.370
Almacenamiento de GNL	84.432.003
Vaporización	182.636.889
Carga de GNL en cisternas	8.853.444
Trasvase de GNL de planta a buque	687.598
Trasvase de GNL de buque a buque	24.758
Puesta en frío de buques	35.552
<b>Total</b>	<b>290.145.615</b>

Fuente: CNMC

#### 4. Asignación por servicio de la retribución de regasificación asociada a los costes operativos de naturaleza variable

El punto IV del Anexo III de la Circular 6/2020 establece que la retribución variable asociada a los costes operativos se asignará por servicio conforme a los

porcentajes establecidos en el punto 2.b del Anexo IV de la Circular. En el Cuadro 25 se muestra el resultado de aplicar los porcentajes de asignación a la retribución asociada a los costes de operación y mantenimiento variables previstos para el ejercicio 2020-2021.

Se señala que dentro de la retribución variable se ha incluido la Retribución por incentivo por desarrollo sostenible para la promoción del uso de gas natural en transporte marítimo, calculada de acuerdo con lo establecido en el artículo 18 de la Circular 9/2019<sup>12</sup>, al conformarse dicha retribución como una retribución unitaria por la cantidad de gas natural destinada al combustible marítimo, esto es, al tener naturaleza variable.

**Cuadro 25. Asignación de la retribución asociada a los costes de O&M variables previstos para 2020-2021 por servicio prestado en la planta.**

<b>Retribución variable O&amp;M (€) (A)</b>		<b>24.679.225</b>
<b>Asignación de la retribución por servicio</b>	<b>% de asignación de retribución variable por servicio (B)</b>	<b>Retribución asignada por servicio (€) (A) * (B)</b>
Descarga de GNL	10,00%	2.467.922
Almacenamiento de GNL	16,79%	4.143.642
Carga de GNL en cisternas	67,09%	16.557.292
Vaporización	5,80%	1.431.395
Trasvase de GNL a buque	0,17%	41.955
Trasvase de GNL de buque a buque	0,14%	34.551
Puesta en frío de buques	0,01%	2.468
<b>Total</b>	<b>100,0%</b>	<b>24.679.225</b>

Fuente: CNMC

<sup>12</sup> Circular 9/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para determinar la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado, disponible en <https://www.cnmc.es/expedientes/cirde00619>

## 5. Determinación de los peajes y cánones asociados a cada uno de los servicios prestados en la planta

### 5.1 Peajes estándar de capacidad firme anual

En el Cuadro 26 se resume la retribución de la actividad de regasificación que se debe recuperar mediante los peajes por el uso de los servicios prestados en la planta.

**Cuadro 26. Asignación de la retribución prevista para 2020-2021 por servicio prestado en la planta**

Servicio prestado en la planta	Retribución por inversión y O&M fijo asignada por servicio (€)	Retribución por O&M variable asignada por servicio (€)	Retribución asignada por servicio (€)
Descarga de GNL	13.475.370	2.467.922	15.943.293
Almacenamiento de GNL	84.432.003	4.143.642	88.575.645
Vaporización	182.636.889	16.557.292	199.194.181
Carga de GNL en cisternas	8.853.444	1.431.395	10.284.839
Trasvase de GNL de planta a buque	687.598	41.955	729.553
Trasvase de GNL de buque a buque	24.758	34.551	59.309
Puesta en frío de buques	35.552	2.468	38.020
<b>Total</b>	<b>290.145.615</b>	<b>24.679.225</b>	<b>314.824.839</b>

Fuente: CNMC

#### 5.1.1 Peaje de descarga de buques

Conforme a lo establecido en el punto V del Anexo III de la Circular 6/2020, el término fijo del peaje de descarga de buques, se calcula aplicando las siguientes formulas:

$$TF_{Descarga,i} = Coste\ horario \times Tm_i$$

Donde:

- $TF_{Descarga,i}$ : término fijo del peaje de descarga de buques aplicable al buque de tamaño i, expresado en €/buque.
- i: tamaño del buque de acuerdo con lo establecido en el artículo 29 de la presente Circular.
- $Tm_i$ : tiempo medio de operación de descarga de los buques de tamaño i
- *Coste horario*: se determina como:

$$\text{Coste horario} = \frac{RR_{Descarga,f,n}}{\sum_i^n (N_{buques_i} \times Tm_i)}$$

Donde,

- $RR_{Descarga,f,n}$ : retribución fija de la regasificación asignada al servicio de la descarga conforme al apartado III del presente anexo en el periodo tarifario n, expresado en €.
- $N_{buques_i}$ : número de buques previstos de descargados de tamaño i.

Por otra parte, el término variable, es el resultado de aplicar la fórmula siguiente:

$$TV_{descarga} = \frac{RR_{Descarga,v,n}}{V_{Descarga,n}}$$

Donde:

- $TV_{descarga}$ : término variable del peaje de descarga de buques, en €/kWh descargados, con seis decimales.
- $RR_{Descarga,v,n}$ : retribución variable de la regasificación asignada al servicio de descarga de buques conforme al apartado IV del presente anexo en el periodo tarifario n, expresado en €.
- $V_{Descarga,n}$ : volumen previsto de descargas en kWh en el periodo tarifario n

En el Cuadro 27 se calculan los peajes de descarga de buques aplicables al ejercicio tarifario 2020-2021.

**Cuadro 27. Determinación de los términos de facturación del peaje de descarga de GNL**

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	TOTAL
Retribución a recuperar (A)	13.475.370	2.467.922	15.943.293
%	85%	15%	100%

**Variables de facturación**

Tamaño del barco (T) (m3)	Nº de Barcos (B)	Tiempos medios de operación (horas) (C)	Volumen (MWh) (D)
S (T < 40.000 m3 de GNL)	0	11,83	-
M ( 40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL)	54	11,83	28.922.957
L ( 75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL)	155	16,49	158.041.216
XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL)	52	17,52	56.307.373
XXL ( T > 216.000 m3 de GNL)	1	27,83	2.385.313
<b>TOTAL</b>	<b>263</b>	<b>15,78</b>	<b>245.656.858</b>

**Determinación del coste horario fijo por operación**

	Retribución por inversión y O&M fijos
Retribución fija a recuperar (A)	13.475.370
Nº de barcos (B)	263
Tiempo medio ponderado (C)	16
Nº horas de operación (B) * (C)	4.147
Coste por hora (E) = (A) / [(B) * (C)]	3.249

**Términos de facturación**

Tamaño del barco (T) (m3)	Término fijo (€/buque) (E)* (B)	Término variable (€/kWh descargado) (A)/(D)
S (T < 40.000 m3 de GNL)	38.437	0,000010
M ( 40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL)	38.437	0,000010
L ( 75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL)	53.588	0,000010
XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL)	56.929	0,000010
XXL ( T > 216.000 m3 de GNL)	90.444	0,000010

Fuente: CNMC

### 5.1.2 Peaje de almacenamiento de GNL

De acuerdo con el punto V.2 del Anexo III de la Circular 6/2020, el término fijo del peaje de almacenamiento de GNL se calcula aplicando lo siguiente:

$$TF_{GNL} = \frac{RR_{GNL,f,n}}{Q_{GNL,n}}$$

Donde:

- $TF_{GNL}$ : término de capacidad del peaje de almacenamiento de GNL, expresado en €/(kWh/día)/año con seis decimales.
- $RR_{GNL,f,n}$ : retribución fija de regasificación asignada al servicio de almacenamiento de GNL conforme al apartado III del presente anexo en el periodo tarifario n, expresado en €.
- $Q_{GNL,n}$ : capacidad contratada equivalente prevista para el servicio de almacenamiento de GNL en el periodo tarifario n

Mientras que el término variable es el resultado de aplicar la siguiente formula:

$$TV_R = \frac{RR_{R,v,n}}{V_{R,n}}$$

Donde:

- $TV_R$ : término variable del peaje de regasificación, expresado en €/kWh regasificados con seis decimales.
- $RR_{R,v,n}$ : retribución variable de la regasificación asignada al servicio de regasificación conforme al apartado IV del presente anexo en el periodo tarifario n, expresado en €.
- $V_{R,n}$ : volumen regasificado previsto en kWh en el periodo tarifario n.

Como resultado de aplicar dichas fórmulas se obtiene el peaje de almacenamiento de GNL, cuyo cálculo se muestra en el Cuadro 28.

**Cuadro 28. Determinación de los términos de facturación del peaje de almacenamiento de GNL**

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	Retribución total (€)
Retribución a recuperar (A)	84.432.003	4.143.642	88.575.645
%	95,3%	4,7%	100,0%

	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen almacenado (kWh)
Variables de facturación previstas (B)	14.992.349.583	4.532.418.911.614

	Término fijo por capacidad contratada (€/kWh/día y año)	Término variable (€/kWh almacenado)
Términos de facturación (A)/(B)	0,005632	0,000001

Fuente: CNMC

### 5.1.3 Peaje de regasificación

De acuerdo a lo establecido en el punto V.3 del Anexo III de la Circular 6/2020, el término fijo del peaje de regasificación se calcula como resultado de aplicar la siguiente fórmula:

$$TC_R = \frac{RR_{R,f,n}}{Q_{R,n}}$$

Donde:

- $TC_R$ : término fijo de capacidad del peaje de regasificación, expresado en €/kWh/día/año con seis decimales.
- $RR_{R,f,n}$ : retribución fija de la regasificación asignada al servicio de regasificación conforme al apartado III del presente anexo en el periodo tarifario n, expresado en €.
- $Q_{R,n}$ : capacidad contratada equivalente prevista para el servicio de regasificación en el periodo tarifario n.

Por otra parte, el término variable se calcula como:

$$TV_R = \frac{RR_{R,v,n}}{V_{R,n}}$$

Donde:

- $TV_R$ : término variable del peaje de regasificación, expresado en €/kWh regasificados con seis decimales.
- $RR_{R,v,n}$ : retribución variable de la regasificación asignada al servicio de regasificación conforme al apartado IV del presente anexo en el periodo tarifario n, expresado en €.
- $V_{R,n}$ : volumen regasificado previsto en kWh en el periodo tarifario n.

En el Cuadro 29 se determinan los términos de facturación del peaje de regasificación resultante de las fórmulas anteriores:

**Cuadro 29. Determinación de los términos de facturación del peaje de regasificación**

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	Retribución total (€)
Retribución a recuperar (A)	182.636.889	16.557.292	199.194.181
%	91,7%	8,3%	100,0%

	Caudal a facturar (kWh/día)/mes	Volumen regasificados (kWh)
Variables de facturación previstas (B)	731.305.411	228.566.636.773

	Término fijo (€/kWh/día/año)	Término variable (€/kWh regasificado)
Términos de facturación (A)/(B)	0,249741	0,000072

Fuente: CNMC

#### 5.1.4 Peaje de licuefacción virtual

De acuerdo con el punto V.4 del Anexo III de la Circular 6/2020, el peaje de licuefacción virtual se calcula como resultado de aplicar la siguiente fórmula:

$$TC_{Lv} = \lambda \times TC_R$$

Donde:

- $TC_{Lv}$ : término fijo de capacidad del peaje de licuefacción virtual, expresado en €/(kWh/día)/año con seis decimales.

- $TC_R$ : término fijo del peaje de regasificación, €/kWh/día/año con seis decimales.
- $\lambda$ : porcentaje de la retribución imputada al servicio de regasificación,  $RR_{R,f,n}$ , correspondiente a la infraestructura terrestre, la adecuación de terrenos, los edificios, los sistemas de gestión y control, los servicios auxiliares y el sistema de suministro eléctrico.

En el Cuadro 30 se determina el peaje de licuefacción virtual para el ejercicio 2020-2021 resultante de la fórmula anterior:

**Cuadro 30. Determinación de los términos de facturación del peaje de licuefacción virtual**

Retribución asignada total al servicio de regasificación (€) (A)	182.636.889
Retribución por elementos comunes al servicio de regasificación (€) (B)	10.705.962
Proporción de retribución de elementos comunes sobre total (%) (C) = (B)/(A)	5,9%
Término fijo del peaje de regasificación (€/kWh/día/año) (D)	0,249741
Término fijo del peaje de licuefacción virtual (€/kWh/día/año) (D) * (C)	0,014640

Fuente: CNMC

### 5.1.5 Peaje de carga en cisternas

Conforme al punto V.5 del Anexo III de la Circular 6/2020, el término fijo del peaje de carga en cisternas, es el resultado de aplicar la fórmula siguiente:

$$TC_{cisternas} = \frac{RR_{cisternas,f,n}}{Q_{cisternas,n}}$$

Donde:

- $TC_{cisternas}$ : término fijo de capacidad del peaje de carga en cisternas, expresado en €/kWh/día/año, con seis decimales.
- $RR_{cisternas,f,n}$ : retribución fija de la regasificación asignada al servicio de carga en cisternas conforme al apartado III del presente anexo en el periodo tarifario n, expresado en €.

- $Q_{Cisternas,n}$ : capacidad contratada equivalente prevista para el servicio de carga en cisternas en el periodo tarifario n

Mientras que el término variable es el resultado de aplicar la fórmula siguiente:

$$TV_{Cisternas} = \frac{RR_{Cisternas,v,n}}{V_{Cisternas,n}}$$

Donde:

- $TV_{Cisternas}$ : término variable del peaje de carga en cisternas, expresado en €/kWh cargados en cisterna, con seis decimales.
- $RR_{Cisternas,v,n}$ : retribución variable de la regasificación asignada al servicio de carga en cisternas conforme al apartado IV del presente anexo en el periodo tarifario n, expresado en €.
- $V_{Cisternas,n}$ : volumen previsto de cargas en cisternas en kWh en el periodo tarifario n

En el Cuadro 31 se determinan los términos de facturación de peaje de carga en cisternas aplicando las fórmulas anteriores.

**Cuadro 31. Determinación de los términos de facturación del peaje de carga en cisterna**

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	Retribución total (€)
Retribución a recuperar (A)	8.853.444	1.431.395	10.284.839
%	86,1%	13,9%	100,0%

	Caudal a facturar (kWh/día/mes)	Volumen regasificados (kWh)
Variables de facturación previstas (B)	43.269.653	12.791.166.724

	Término fijo (€/kWh/día/año)	Término variable (€/kWh cargado en cisterna)
Términos de facturación (A)/(B)	0,204611	0,000112

Fuente: CNMC

### 5.1.6 Peaje de carga de GNL de planta a buque

Conforme con el punto V.6 del Anexo III de la Circular 6/2020, el término variable del peaje de carga de GNL de planta a buque se calcula como:

$$TV_{Carga buques} = \frac{RR_{Carga buques,f,n} + RR_{Carga buques,v,n}}{V_{Carga buque,n}}$$

Donde:

- $TV_{Carga buques}$ : término variable del peaje de carga de GNL de planta en buque, expresado en €/kWh.
- $RR_{Carga buques,f,n}$ : retribución fija de la regasificación asignada al servicio de carga de GNL de planta en buque conforme al apartado III del presente anexo en el periodo tarifario n, expresado en €.
- $RR_{Carga buque,v,n}$ : retribución variable de la regasificación asignada al servicio de carga de GNL de planta en buque conforme al apartado IV del presente anexo en el periodo tarifario n, expresado en €.
- $V_{Carga buque,n}$ : volumen previsto de cargas de GNL en buques en kWh en el periodo tarifario n.

En el Cuadro 32 se determinan el término de facturación del peaje de trasvase de GNL a buque para el periodo tarifario 2020-2021.

**Cuadro 32. Determinación de los términos de facturación del peaje de trasvase de GNL de planta a buque**

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	Retribución total (€)
Retribución a recuperar (A)	687.598	41.955	729.553
%	94,2%	5,8%	100,0%

	Nº de buques	Volumen trasvasado (kWh)
Variables de facturación previstas (B)	34	4.247.491.076

	Término variable (€/kWh trasvasado)
Términos de facturación (A)/(B)	0,000172

Fuente: CNMC

### 5.1.7 Peaje de carga de GNL de buque a buque

De acuerdo a lo establecido en el punto V.7 del Anexo III de la Circular 6/2020, el término variable del peaje de carga de GNL de buque a buque se calcula como:

$$TV_{Buque\ a\ buque} = \frac{RR_{Buque\ a\ buque,f,n} + RR_{Buque\ a\ buque,v,n}}{V_{Buque\ a\ buque,n}}$$

Donde:

- $TV_{Buque\ a\ buque}$ : término variable del peaje de trasvase de GNL de buque a buque, expresado en €/kWh trasvasados con seis decimales.
- $RR_{Buque\ a\ buque,f,n}$ : retribución fija de la regasificación asignada al servicio de trasvase de GNL de buque a buque conforme al apartado III del presente anexo en el periodo tarifario n, expresado en €.
- $RR_{Buque\ a\ buque,v,n}$ : retribución variable de la regasificación asignada al servicio de trasvase de GNL de buque a buque conforme al apartado IV del presente anexo en el periodo tarifario n, expresado en €.
- $V_{Buque\ a\ buque,n}$ : volumen previsto de GNL trasvasado de buque a buques en kWh en el periodo tarifario n.

En el Cuadro 33 se determinan los términos de facturación del peaje de trasvase de GNL de buque a buque resultante de la anterior fórmula. Se señala que al no existir previsión de volumen para dicho ejercicio se ha considerado un volumen de 219 GWh, en aplicación de lo establecido en el citado punto V.7 del Anexo III.

**Cuadro 33. Determinación de los términos de facturación del peaje de trasvase de GNL de buque a buque**

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	Retribución total (€)
<b>Retribución a recuperar (A)</b>	24.758	34.551	59.309
<b>%</b>	41,7%	58,3%	100,0%

	Nº de buques	Volumen trasvasado (kWh)
<b>Variables de facturación previstas (B)</b>	1	219.000.000

	Término variable (€/kWh trasvasado)
<b>Términos de facturación (A)/(B)</b>	0,000271

Fuente: CNMC

### 5.1.8 Peaje de puesta en frío

En aplicación de lo establecido en el punto V.8 del Anexo III de la Circular 6/2020, el término variable del peaje de puesta en frío es el resultado de aplicar la fórmula siguiente:

$$TV_{Puesta\ en\ frío} = \frac{RR_{Puesta\ en\ frío,f,n} + RR_{Puesta\ en\ frío,v,n}}{V_{Puesta\ en\ frío,n}}$$

Donde:

- $TV_{Puesta\ en\ frío}$ : término variable del peaje de puesta en frío, expresado en €/kWh puestos en frío con seis decimales.
- $RR_{Puesta\ en\ frío,f,n}$ : retribución fija de la regasificación asignada al servicio de puesta en frío conforme al apartado III del presente anexo en el periodo tarifario n, expresado en €.
- $RR_{Puesta\ en\ frío,v,n}$ : retribución variable de la regasificación asignada al servicio de puesta en frío conforme al apartado IV del presente anexo en el periodo tarifario n, expresado en €.

- $V_{Puesta\ en\ frío, f, n}$ : volumen previsto de cargas de GNL en buques para prestar el servicio de puesta en frío en kWh en el periodo tarifario n. Si para un periodo tarifario no hubiera previsión de volumen para las operaciones de puesta en frío se supondrá un volumen 19 GWh.

En el Cuadro 34 se determina los términos de facturación del peaje de puesta en frío.

**Cuadro 34. Determinación de los términos de facturación del peaje de puesta en frío**

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	Retribución total (€)
Retribución a recuperar (A)	35.552	2.468	38.020
%	93,5%	6,5%	100,0%

	Nº de buques	Volumen empleado en la puesta en frío (kWh)
Variables de facturación previstas (B)	3	27.000.000

	Término variable (€/kWh)
Términos de facturación (A)/(B)	0,0014081

Fuente: CNMC

### 5.1.9 Factor de ajuste a aplicar

El punto III.2.b del Anexo III de la Circular 6/2020 establece que, si para un periodo tarifario no hubiera previsión de volumen para las operaciones de carga de GNL de planta a buque, trasvase de GNL de buque a buque o puesta en frío se supondrá un volumen de 900 GWh, 219 GWh y 19 GWh, respectivamente, procediéndose, en su caso, a ajustar los precios resultantes de la asignación a efectos de asegurar la suficiencia de ingresos.

Al haberse considerado un volumen de 219 GWh para calcular el peaje de las operaciones de trasvase de GNL de buque a buque, se hace necesario aplicar un factor de ajuste a los peajes de la actividad de regasificación, al objeto de asegurar suficiencia (véase Cuadro 35).

**Cuadro 35. Determinación de los términos de facturación finales**

Servicio prestado en la planta	Retribución a recuperar			Ingresos
	Retribución por inversión y O&M fijo asignada por servicio (€)	Retribución por O&M variable asignada por servicio (€)	Retribución asignada por servicio (€)	€
Descarga de GNL	13.475.370	2.467.922	15.943.293	15.943.293
Almacenamiento de GNL	84.432.003	4.143.642	88.575.645	88.575.645
Regasificación	182.636.889	16.557.292	199.194.181	199.194.181
Carga de GNL en cisternas	8.853.444	1.431.395	10.284.839	10.284.839
Trasvase de GNL de planta a buque	687.598	41.955	729.553	729.553
Trasvase de GNL de buque a buque	24.758	34.551	59.309	-
Puesta en frío de buques	35.552	2.468	38.020	38.020
Liquefacción Virtual				-
<b>Total</b>	<b>290.145.615</b>	<b>24.679.225</b>	<b>314.824.839</b>	<b>314.765.531</b>
<b>Factor de Ajuste</b>			<b>1,000188</b>	

**Peajes Resultantes**

Servicio	Sin reescalar			Reescalados		
	€/Buque	Término Fijo €/kWh/día/año	Término Variable €/kWh	€/Buque	Término Fijo €/kWh/día/año	Término Variable €/kWh
Descarga de GNL						
S (< 40.000 m3 de GNL)	38.437		0,000010	38.444		0,000010
M (40.000 - 75.000 m3 GNL)	38.437		0,000010	38.444		0,000010
L (75.000 - 150.000 m3 GNL)	53.588		0,000010	53.598		0,000010
XL (150.000 - 216.000 m3 GNL)	56.929		0,000010	56.940		0,000010
XXL ( T > 216.000 m3 GNL)	90.444		0,000010	90.461		0,000010
Almacenamiento de GNL		0,00563	0,000001		0,005633	0,000001
Regasificación		0,24974	0,000072		0,249788	0,000072
Carga de GNL en cisternas		0,20461	0,000112		0,204649	0,000112
Trasvase de GNL de planta a buque			0,000172			0,000172
Trasvase de GNL de buque a buque			0,000271			0,000271
Puesta en frío de buques			0,001408			0,001408
Liquefacción Virtual		0,01464			0,014642	0,000000

Fuente: CNMC

### 5.1.10 Peaje de aplicable a los servicios agregados

Los peajes aplicables a los servicios agregados resultan de la agregación de los peajes incluidos en la prestación del correspondiente servicio (véanse Cuadro 36, Cuadro 37 y Cuadro 38).

**Cuadro 36. Peaje de descarga de GNL, almacenamiento de GNL y regasificación**

Servicio individual	€/Buque	Término fijo (€/kWh/día y año)	Término variable (€/kWh)
Descarga de GNL			
S (< 40.000 m3 de GNL)	38.444		0,000010
M ( 40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL)	38.444		0,000010
L ( 75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL)	53.598		0,000010
XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL)	56.940		0,000010
XXL ( T > 216.000 m3 de GNL)	90.461		0,000010
Almacenamiento de GNL		0,005633	0,000001
Vaporización		0,249788	0,000072

Fuente: CNMC

**Cuadro 37. Peaje de almacenamiento de GNL y regasificación**

Servicio individual	Término fijo (€/kWh/día y año)	Término variable (€/kWh)
Almacenamiento de GNL	0,005633	0,000001
Vaporización	0,249788	0,000072

Fuente: CNMC

**Cuadro 38. Peaje de descarga de buque, almacenamiento de GNL y carga de buque**

Servicio individual	€/Buque	Término fijo (€/kWh/día y año)	Término variable (€/kWh)
Descarga de GNL			
S (< 40.000 m3 de GNL)	38.444		0,000010
M ( 40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL)	38.444		0,000010
L ( 75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL)	53.598		0,000010
XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL)	56.940		0,000010
XXL ( T > 216.000 m3 de GNL)	90.461		0,000010
Almacenamiento de GNL		0,005633	0,000001
Peaje de trasvase de GNL de planta a buque			0,000172

Fuente: CNMC

## 5.2 Peajes estándar de capacidad firme de duración inferior al año

Conforme a la Circular 8/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural,

en el Cuadro 39 se resumen los servicios ofertados en la planta de duración inferior al año.

**Cuadro 39. Servicios ofertados en las plantas de duración inferior al año**

Servicios de duración inferior al año	Anual	Trimestral	Mensual	Diario	Intradiario
<b>I. Servicios no vinculados</b>					
Descarga de GNL	✓	✗	✗	✗	✗
Almacenamiento de GNL	✓	✓	✓	✓	✓
Regasificación	✓	✓	✓	✓	✓
Carga en cisterna	✓	✓	✓	✓	✓
Trasvase de GNL de planta a buque	✓	✗	✗	✗	✗
Trasvase de GNL de buque a buque	✓	✗	✗	✗	✗
Puesta en frío	✓	✗	✗	✗	✗
Licuefacción virtual	✓	✓	✓	✓	✓
<b>II. Servicios vinculados</b>					
Descarga/almacenamiento/regasificación	✓	✗	✗	✗	✗
Descarga/almacenamiento/carga	✓	✗	✗	✗	✗
Almacenamiento/regasificación	✓	✗	✗	✗	✗

Fuente: CNMC

De acuerdo con lo establecido en el artículo 32.1 de la Circular 6/2020, los multiplicadores aplicables a los contratos trimestrales, mensuales y diarios se calcularán de forma que, dado el perfil de consumo diario previsto para el servicio s, la facturación de cada uno de dichos contratos sea equivalente a la que resultaría del contrato anual.

Por otra parte, en el artículo 32.2 se establece que el multiplicador intradiario será el resultado del producto del multiplicador diario determinado en el punto anterior por el coeficiente que resulta para una duración del contrato intradiario de 12 horas. El coeficiente anterior resultará del promedio de los coeficientes de los cuatro años anteriores. El coeficiente correspondiente al año n y un contrato intradiario de 12 horas, se calculará de forma que, dado el perfil de consumo horario registrado en el año n para el servicio s, la facturación que obtendría el consumidor medio en caso de formalizar un contrato diario y la facturación que obtendría de combinar contratos diarios e intradiarios de h horas fuera equivalente.

Adicionalmente, se establece que los multiplicadores serán el resultado de promediar los que resulten para los últimos cuatros años con información completa.

En Cuadro 40 se muestra los multiplicadores obtenidos para cada uno de los servicios para el periodo comprendido entre 2014 y 2018. Se indica que los multiplicadores establecidos se corresponden con el promedio del periodo 2015-2018<sup>13</sup>, redondeados a un decimal, con la excepción del aplicable al servicio de almacenamiento de GNL para el que se establece el correspondiente al ejercicio 2018. En el caso del servicio de licuefacción virtual se han considerado los multiplicadores correspondientes al servicio de regasificación al no disponerse de la información necesaria para su cálculo.

En aplicación de lo establecido en la Disposición transitoria tercera de la Circular 6/2020 al no disponerse de la información necesaria para el cálculo de los peajes intradiarios de los servicios de almacenamiento, carga en cisternas y licuefacción virtual, se han considerado el resultante para el servicio de regasificación.

**Cuadro 40. Nivel de los multiplicadores de los productos de duración trimestral, mensual y diario**

Multiplicador	Multiplicadores regasificación			
	Almacenamiento	Regasificación	Carga en cisternas	Licuefacción virtual
<b>Trimestral</b>	<b>1,20</b>	<b>1,20</b>	<b>1,10</b>	<b>1,20</b>
2014	1,19	1,26	1,14	
2015	1,27	1,17	1,06	
2016	1,12	1,24	1,10	
2017	1,13	1,29	1,08	
2018	1,24	1,17	1,11	
<b>Mensual</b>	<b>1,50</b>	<b>1,40</b>	<b>1,20</b>	<b>1,40</b>
2014	1,28	1,48	1,23	
2015	1,46	1,33	1,09	
2016	1,22	1,42	1,15	
2017	1,26	1,56	1,12	
2018	1,47	1,26	1,16	
<b>Diario</b>	<b>1,80</b>	<b>2,00</b>	<b>1,80</b>	<b>2,00</b>
2014	1,52	2,18	1,87	
2015	1,76	1,93	1,72	
2016	1,46	2,04	1,78	
2017	1,56	2,14	1,80	
2018	1,81	1,70	1,78	
<b>Intradiario</b>	<b>6,80</b>	<b>6,80</b>	<b>6,80</b>	<b>6,80</b>

Fuente: CNMC

### 5.3 Peajes de regasificación a publicar en la resolución

En tanto no se ha publicado el Real Decreto por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos, a los peajes de regasificación únicamente les es de aplicación la tasa a la prestación de servicios y realización de

<sup>13</sup> En el momento actual no se dispone de la información correspondiente al ejercicio 2019.

actividades en relación con el sector de hidrocarburos gaseosos (tasa CNMC), conforme a la disposición adicional decimocuarta de la Ley 3/2013 (establecida en 0,140%) y la cuota para la financiación de la retribución del gestor técnico del sistema, de conformidad con lo establecido en el artículo 11 de la Circular 1/2020 (establecida en el 0,785%).

En los cuadros inferiores se muestran los valores de los peajes por el uso de las instalaciones de regasificación incluyendo la tasa a la prestación de servicios y realización de actividades en relación con el sector de hidrocarburos gaseosos y la cuota correspondiente a la financiación de la retribución de GTS, así como los multiplicadores de aplicación a los contratos inferior a un año.

**Cuadro 41. Términos de facturación de los peajes de los servicios prestados por la planta de GNL**

Servicio	Peajes con cuotas		
	€/Buque	Término Fijo €/kWh/día/año	Término Variable €/kWh
Descarga de GNL			
S ( $T \leq 40.000$ m <sup>3</sup> de GNL)	38.803		0,000010
M ( $40.000 < T \leq 75.000$ m <sup>3</sup> GNL)	38.803		0,000010
L ( $75.000 < T \leq 150.000$ m <sup>3</sup> GNL)	54.099		0,000010
XL ( $150.000 < T \leq 216.000$ m <sup>3</sup> GNL)	57.472		0,000010
XXL ( $T > 216.000$ m <sup>3</sup> GNL)	91.306		0,000010
Almacenamiento de GNL		0,005685	0,000001
Regasificación		0,252120	0,000073
Carga de GNL en cisternas		0,206560	0,000113
Trasvase de GNL de planta a buque			0,000173
Trasvase de GNL de buque a buque			0,000273
Puesta en frío de buques			0,001422
Liquefacción Virtual		0,014779	-

Fuente: CNMC

**Cuadro 42. Multiplicadores de los productos de duración trimestral, mensual y diario**

Multiplicador	Multiplicadores regasificación			
	Almacenamiento de GNL	Regasificación	Carga en cisternas	Licuefacción virtual
Trimestral	1,20	1,20	1,10	1,20
Mensual	1,50	1,40	1,20	1,40
Diario	1,80	2,00	1,80	2,00
Intradiario	6,80	6,80	6,80	6,80

Fuente: CNMC

#### 5.4 Análisis de la variación de los peajes de regasificación

En el Cuadro 43 se muestra el resultado de aplicar los peajes vigentes y los peajes de la Circular a las variables de facturación previstas para el ejercicio 2020-2021. Se observa que, como resultado de aplicar la metodología de la Circular, todos los peajes de acceso a las infraestructuras de regasificación experimentarían una reducción comprendida entre el 38,4% y el 72,5%), con la excepción del peaje por el servicio de vaporización para el que resulta un incremento del 0,3%. Dado que la metodología de cálculo de los peajes de regasificación vigentes no es pública, no es posible justificar el motivo de las diferencias respecto de los peajes vigentes.

**Cuadro 43. Peajes de regasificación vigentes y peajes de regasificación por el uso de las instalaciones de la Circular. Año 2020-2021**

Servicio	Previsión variables de facturación Oct 20 - Sep 21			Facturación (€)			Facturación media (€/MWh)		
	Nº barcos	Caudal medio anual facturado (MWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Metodología CNMC	Orden ETU/1367/2018	Diferencia	Metodología CNMC	Orden ETU/1367/2018	Tasa de variación (%)
Descarga de GNL	263		245.656.858	16.095.177	25.877.282	- 9.930.985	0,07	0,11	-37,8%
Almacenamiento de GNL		14.992.350	4.532.418.912	89.419.465	146.850.373	- 58.258.038	0,02	0,03	-39,1%
Vaporización		731.305	228.566.637	201.091.812	198.622.071	609.643	0,88	0,87	1,2%
Carga en Cisternas		43.270	12.791.167	10.382.818	17.144.397	- 6.857.620	0,81	1,34	-39,4%
Trasvase de GNL planta a buque	34		4.247.491	736.503	2.657.703	- 1.928.012	0,17	0,63	-72,3%
Puesta en frío	3		27.000	38.382	118.701	- 80.674	1,42	4,40	-67,7%
Trasvase de buque a buque	-		-	-	-	-	n.a.	n.a.	n.a.
Licuefacción Virtual	-		-	-	-	-	n.a.	n.a.	n.a.
<b>Total (1)</b>			<b>241.357.803</b>	<b>317.764.158</b>	<b>391.270.526</b>	<b>- 76.445.686</b>	<b>1,32</b>	<b>1,62</b>	<b>-18,8%</b>

Fuente: CNMC

(1) A efectos de la determinación de la facturación media total, el volumen total se corresponde con la agregación del volumen regasificado y el volumen cargado en cisternas.

## V. DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES APLICABLES A LA ACTIVIDAD DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN

Conforme a la disposición transitoria primera de la Circular 6/2020, hasta el 1 de octubre de 2021 se mantendrá la estructura y las reglas de facturación de los peajes de transporte y distribución vigentes a la entrada en vigor de la misma.

No obstante, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá modificar los precios de los términos de facturación del término de conducción de los peajes de transporte y distribución vigentes de aplicación a los consumidores nacionales, a efectos de asegurar la suficiencia de ingresos, conforme al artículo 59 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

En el caso de que hubieran de modificarse los precios de los términos de conducción de los peajes vigentes, en la variación se tendrá que tener en consideración el resultado de las metodologías establecidas en los capítulos II y III de la citada Circular 6/2020.

En consecuencia, se hace necesario en primer lugar, valorar la suficiencia de los peajes para, en su caso, proceder a determinar la variación de precios de los términos del peaje de conducción vigente.

Cabe señalar que en el análisis de la suficiencia no se ha considerado ni la retribución de los almacenamientos subterráneos ni los ingresos por la aplicación del canon de almacenamiento subterráneo, debido a que el establecimiento de ambos es competencia del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) y que, por tanto, será el encargado de asegurar la suficiencia de los mismos. Por el contrario, sí se han tenido en cuenta los cargos, a pesar de que su establecimiento también es competencia del MITERD, debido a que la mayor parte de estos componentes de coste se recupera en los peajes vigentes a través del término de conducción de los peajes de transporte y distribución.

## 1. Análisis de la suficiencia

### 1.1 Previsión de costes

En el Cuadro 44 se muestra el escandallo de costes previsto para el año de gas 2020-2021. Al respecto se indica que, la estimación se incluye la parte proporcional de los costes previstos para el ejercicio 2020 (1/4) y para el ejercicio 2021 (3/4).

Respecto de los **costes previstos para el ejercicio 2020**, se indica que la retribución de las actividades de transporte, distribución y regasificación se corresponde con la establecida en la Resolución de 18 de diciembre de 2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la retribución para el año 2020 de las empresas que realizan las actividades reguladas de plantas de gas natural licuado, de transporte y de distribución. Adicionalmente, se han incluido las revisiones de las retribuciones de las actividades de transporte, distribución y regasificación correspondientes a ejercicios anteriores establecidas en la Orden TEC/1259/2019, de 20 de

diciembre, por la que se establecen la retribución de la actividad de almacenamiento subterráneo básico y los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2020.

La retribución del Gestor Técnico del Sistema prevista para el ejercicio 2020 se corresponde con la establecida en la Resolución de 26 de febrero de 2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la cuota para la financiación del gestor técnico del sistema para 2020<sup>14</sup>.

La retribución del operador del mercado, el coste de la adquisición de GLP para el suministro del mercado insular y las anualidades para la recuperación de los desajustes de ingresos se corresponden con lo establecido en la Orden TEC/1259/2019, de 20 de diciembre.

Finalmente, la tasa aplicable a la prestación de servicios y realización de actividades en relación con el sector de hidrocarburos gaseosos destinada a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, resulta de aplicar la tasa establecida en la Ley a la previsión de ingresos del ejercicio.

Respecto de los **costes previstos para el ejercicio 2021**, se indica que la retribución de las actividades de transporte y regasificación resulta de aplicar la Circular 9/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para determinar la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado, mientras que la retribución de distribución para dicho ejercicio es el resultado de aplicar la Circular 4/2020, de 31 de marzo, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de retribución de la distribución de gas natural.

Asimismo, la retribución del Gestor Técnico del Sistema resulta de aplicar la Circular 1/2020<sup>15</sup> de 9 de enero de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establece la metodología de retribución del Gestor Técnico del Sistema gasista.

La retribución del operador del mercado y el coste de la adquisición de GLP para el suministro del mercado insular previstas para 2021 se corresponden con las establecidas en la Orden TEC/1259/2019, de 20 de diciembre.

Por último, en la determinación del importe de las anualidades por desajuste de ingresos de años anteriores se ha tenido en cuenta lo establecido en el artículo 5 de la Orden TEC/1259/2019, de 20 de diciembre.

---

<sup>14</sup> Disponible en [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-3275](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-3275).

<sup>15</sup> Disponible en <https://www.cnmc.es/expedientes/cirde01319>

**Cuadro 44. Retribución prevista para el periodo octubre 2020 septiembre 2021**

<b>Retribución reconocida a la actividad (€)</b>	<b>Previsión 2020-2021</b>	<b>% sobre el total</b>
<b>Costes asociados al uso de instalaciones</b>	<b>2.604.165.372</b>	<b>95,5%</b>
Retribución de regasificación	435.425.198	16,0%
Retribución de la red de transporte troncal	551.643.615	20,2%
Retribución de las redes locales	1.617.096.558	59,3%
<b>Costes no asociados al uso</b>	<b>124.134.612</b>	<b>4,5%</b>
Retribución de la Gestión Técnica del Sistema	26.432.000	1,0%
Tasa de la CNMC	3.948.730	0,1%
Adquisiciones GLP para suministros insulares	1.003.426	0,0%
Retribución por suministro a tarifa	110.000	0,0%
Anualidades por desajustes de ingresos	89.124.949	3,3%
Retribución del Operador del mercado	3.515.507	0,1%
<b>Total</b>	<b>2.728.299.984</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: CNMC

## 1.2 Previsión de ingresos

En el Cuadro 45 se muestran los ingresos que resultan de aplicar a las variables de facturación previstas para el año de gas 2020-2021 los peajes de regasificación que resultan de la metodología de la Circular 6/2020 y los términos de reserva de capacidad y de conducción de los peajes de transporte y distribución vigentes. Los ingresos previstos para el ejercicio 2020-2021 de los peajes de regasificación se estiman en 314.824.839 € y los ingresos de peajes de transporte y distribución en 2.479.373.975 €. Los ingresos totales de los peajes de regasificación, transporte y distribución se estiman en 2.794.198.815 €.

**Cuadro 45. Facturación con términos de facturación propuestos para regasificación y vigentes para transporte y distribución para el periodo octubre 2020 septiembre 2021**

Escenario de demanda				Términos de facturación			Facturación (€)		
<b>Regasificación</b>									
Regasificación	Volumen (MWh regasificados)	Caudal facturado equivalente (kWh/día)/mes	Nº de barcos	Término fijo €/kWh/día y año	Término fijo (€/buque)	Término variable €/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total
<b>Peaje de descarga de buques</b>	<b>245.656.858</b>		<b>263</b>				<b>13.477.909</b>	<b>2.468.387</b>	<b>15.946.297</b>
S (< 40.000 m3 de GNL)	0		0		38.444	0,000010	0	0	0
M (40.000 - 75.000 m3 GNL)	28.922.957		54		38.444	0,000010	2.086.446	290.621	2.377.067
L (75.000 - 150.000 m3 GNL)	158.041.216		155		53.598	0,000010	8.330.077	1.588.016	9.918.093
XL (150.000 - 216.000 m3 GNL)	56.307.373		52		56.940	0,000010	2.949.806	565.783	3.515.588
XXL ( T > 216.000 m3 GNL)	2.385.313		1		90.461	0,000010	111.590	23.968	135.548
<b>Canon de GNL</b>	<b>4.532.418.912</b>	<b>14.992.349.583</b>		<b>0,0056</b>		<b>0,000001</b>	<b>84.447.912</b>	<b>4.144.423</b>	<b>88.592.335</b>
<b>Peaje de regasificación</b>	<b>228.566.637</b>	<b>731.305.411</b>		<b>0,2498</b>		<b>0,000072</b>	<b>182.671.302</b>	<b>16.560.412</b>	<b>199.231.713</b>
<b>Peaje de carga de cisternas</b>	<b>12.791.167</b>	<b>43.269.653</b>		<b>0,2046</b>		<b>0,000112</b>	<b>8.855.112</b>	<b>1.431.665</b>	<b>10.286.777</b>
<b>Trasvase de GNL a buque</b>	<b>4.247.491</b>		<b>34</b>			<b>0,000172</b>	<b>729.691</b>	<b>0</b>	<b>729.691</b>
<b>Trasvase de buque a buque</b>	<b>0</b>		<b>0</b>			<b>0,000271</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Puesta en frío</b>	<b>27.000</b>		<b>3</b>			<b>0,001408</b>	<b>38.027</b>	<b>0</b>	<b>38.027</b>
<b>Licuefacción Virtual</b>				<b>0,0146</b>				<b>38.027</b>	<b>0</b>
<b>TOTAL REGASIFICACIÓN</b>							<b>289.452.236</b>	<b>25.372.604</b>	<b>314.824.839</b>
<b>Transporte y Distribución</b>									
Entrada al Sistema				Término fijo c€/kWh/día/mes	Término fijo €/consumidor/mes	Término variable T <sub>vj</sub> c€/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total
Tarifa	Caudal facturado equivalente (kWh/día)/mes	Volumen (MWh)							
Medgaz	136.368.554	31.852.147		1,084800			17.751.913		17.751.913
VIP FR	206.503.930	49.310.736		1,084800			26.881.856		26.881.856
VIP PT	231.683.422	28.526.899		1,084800			30.159.621		30.159.621
Marimas	9.550.525	2.682.954		1,084800			1.243.249		1.243.249
Poseidos	3.033	643		1,084800			395		395
Viura	264.286	45.018		1,084800			34.404		34.404
Madrid	1.857.143	545.600		1,084800			241.755		241.755
Plantas GNL	298.571	101.567		1,084800			38.867		38.867
<b>TOTAL</b>	<b>1.297.947.864</b>	<b>337.703.172</b>					<b>168.961.661</b>	<b>0</b>	<b>168.961.661</b>
Salida Conexión Internacional				Término fijo c€/kWh/día/mes	Término fijo €/consumidor/mes	Término variable c€/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total
Portugal	29.717.875	9.103.885		2,005990			7.153.651	0	7.153.651
Francia	131.673.698	6.731.300		2,005990			31.696.308	0	31.696.308
<b>TOTAL</b>	<b>161.391.463</b>	<b>15.835.185</b>					<b>38.849.959</b>	<b>0</b>	<b>38.849.959</b>
Salida Consumidores Nacionales conectados T & D				Término fijo c€/kWh/día/mes	Término fijo €/consumidor/mes	Término variable T <sub>vj</sub> c€/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total
<b>Peaje 1 (P=60 bar)</b>	Nº Consumidores	Caudal facturado equivalente (kWh/día)/mes	Volumen (MWh)						
1.1	124	626.824.363	138.768.407		3,456000	0,084700	218.453.115	86.871.921	305.325.036
1.2	61	7.547.210	1.289.499		3,087500	0,068200	3.129.979	4.222.206	4.222.185
1.3	34	88.804.900	18.361.077		3,285700	0,061500	32.902.216	12.522.207	45.424.423
<b>Peaje 2 (16 bar&lt;P&lt;= 60 bar)</b>	153	111.851.600	31.672.032		25,305500	0,193400	48.922.100	28.560.092	77.482.192
2.1	9	98.255	19.208		6,868300	0,154000	298.367	37.149	335.516
2.2	31	327.737	75.953		4,497100	0,124900	270.119	116.967	387.087
2.3	39	2.557.738	405.224		4,121000	0,112100	1.380.288	506.125	1.886.414
2.4	20	4.471.232	1.001.379		3,788700	0,098300	2.211.114	1.122.546	3.333.660
2.5	34	30.329.142	8.185.018		3,484800	0,085200	13.789.962	8.045.873	21.834.835
2.6	19	74.067.496	21.985.249		25,305500	0,193400	30.973.249	18.731.432	49.704.682
<b>Peaje 2 (4 bar&lt;P&lt;= 16 bar)</b>	3.671	356.570.287	84.912.758		25,305500	0,193400	176.648.444	89.350.810	265.999.254
2.1	657	937.809	126.144		6,868300	0,154000	2.847.806	243.963	3.091.769
2.2	1.374	11.860.406	2.619.375		4,497100	0,124900	9.775.299	4.033.837	13.809.136
2.3	1.031	69.388.513	12.184.874		4,121000	0,112100	37.445.650	15.218.907	52.664.557
2.4	381	79.141.060	17.692.330		4,121000	0,112100	39.136.837	19.833.102	58.969.939
2.5	213	158.964.706	41.754.890		3,788700	0,098300	72.272.350	41.045.057	113.317.407
2.6	14	36.277.794	10.535.145		3,484800	0,085200	15.170.503	8.975.943	24.146.446
<b>Peaje 3 (P&lt;= 4 bar)</b>	7.794.965	428.510.687	62.649.795		5,925800	0,201000	439.164.714	1.165.628.501	1.604.793.215
3.1	4.531.332	65.266.847	9.798.347		2,530	2,928700	137.571.232	286.964.193	424.535.425
3.2	3.185.895	190.549.177	25.241.276		5,790	2,241300	221.355.963	565.732.711	787.088.673
3.3	25.323	8.273.823	1.468.090		54,220	1,611700	16.476.031	23.661.200	40.137.231
3.4	52.116	143.116.391	21.516.525		80,970	1,301200	50.638.028	279.973.027	330.611.055
3.5	300	21.304.449	4.625.557				13.123.461	9.297.370	22.420.831
<b>TOTAL</b>	<b>7.798.913</b>	<b>1.523.756.938</b>	<b>318.002.991</b>				<b>883.188.371</b>	<b>1.370.411.324</b>	<b>2.253.599.695</b>
Salida Consumidores Nacionales conectados a plantas satélite				Término fijo c€/kWh/día/mes	Término fijo €/consumidor/mes	Término variable T <sub>vj</sub> c€/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total
<b>Peaje 3 (P&lt;= 4 bar)</b>	Nº Consumidores	Caudal facturado equivalente (kWh/día)/mes	Volumen (MWh)						
3.1	148.038	7.413.285	1.116.077				4.711.539	12.951.998	17.663.537
3.2	98.744	1.390.360	196.593		1,55	1,792364	1.834.687	3.523.658	5.358.345
3.3	48.060	3.178.836	378.144		3,56	1,378400	2.053.603	5.212.331	7.265.934
3.4	432	117.896	23.007		33,40	0,992807	173.282	228.413	401.695
3.5	792	2.288.854	417.461		58,46	0,939466	555.790	3.921.903	4.477.694
<b>TOTAL</b>	<b>10</b>	<b>437.338</b>	<b>100.873</b>		<b>1,919959</b>	<b>0,065124</b>	<b>94.176</b>	<b>65.692</b>	<b>159.869</b>
Salida Consumidores Interrumpibles. Tipo A				Término fijo c€/kWh/día/mes	Término fijo €/consumidor/mes	Término variable T <sub>vj</sub> c€/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total
<b>4 bar&lt;P&lt;= 16 bar</b>	Nº Consumidores	Caudal facturado equivalente (kWh/día)/mes	Volumen (MWh)						
4.5	1	594.156	159.903		2,652090	0,068810	189.091	110.029	299.120
<b>TOTAL</b>	<b>1</b>	<b>594.156</b>	<b>159.903</b>				<b>189.091</b>	<b>110.029</b>	<b>299.120</b>
<b>TOTAL TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN</b>							<b>888.089.003</b>	<b>1.383.473.352</b>	<b>2.479.573.975</b>

Fuente: CNMC

### 1.3 Suficiencia de ingresos

En el Cuadro 46 se comparan los costes e ingresos previstos para el ejercicio tarifario 2020-2021. Se observa que los ingresos serían suficientes para cubrir los costes previstos para el ejercicio, excluida la retribución de los almacenamientos subterráneos, generándose un superávit de 66 M€.

**Cuadro 46. Costes Facturación con términos de facturación propuestos para regasificación y vigentes para transporte y distribución para el periodo octubre 2020 septiembre 2021**

<b>Costes de acceso (miles €) (A)</b>	<b>2.728.300</b>
Retribución de regasificación	435.425
Retribución de la red de transporte troncal	551.644
Retribución de las redes locales	1.617.097
Retribución de la Gestión Técnica del Sistema	26.432
Tasa de la CNMC	3.949
Adquisiciones GLP para suministros insulares	1.003
Retribución por suministro a tarifa	110
Anualidades por desajustes de ingresos	89.125
Retribución del Operador del mercado	3.516
<b>Ingresos de acceso (miles €) (B)</b>	<b>2.794.199</b>
Peajes de regasificación	314.825
Peajes de transporte y distribución	2.479.374
Reserva de capacidad	168.962
Término de conducción	2.310.412
<b>Déficit(-)/superávit (+) (B) - (A)</b>	<b>65.899</b>

Fuente: CNMC

Respecto de la limitación establecida en el artículo 61 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, relativa a la imposibilidad de revisar a la baja peajes y cánones mientras existan anualidades pendientes de amortizar de años anteriores, se indica que dicho artículo 61 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, a diferencia de otros de esa misma Ley y de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, no fue objeto de modificación por el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, sino que mantiene su redacción original. Tal redacción procede de una regulación anterior en que no existía distinción entre peajes y cargos. Así pues, tal redacción del artículo 61 no se acomoda al nuevo esquema competencial que distingue entre la atribución a la CNMC de la metodología para la determinación de los peajes para financiar el coste de las actividades reguladas, y la competencia del Gobierno para la aprobación de la metodología para la fijación de los cargos destinados a financiar

otros costes regulados no asociados al uso de las instalaciones<sup>16</sup>. Entre tales costes no asociados al uso de las instalaciones a que han de hacer frente los cargos figura el déficit del sistema<sup>17</sup>.

Esta Comisión entiende que el artículo 61 de la Ley 18/2014 debe interpretarse en el sentido de que son los cargos (y no los peajes) los que no podrán ser revisados a la baja en tanto exista déficit, en coherencia igualmente con el tratamiento que se da a los mismos en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (artículo 19.5). Y ello en vista de que lo relativo al déficit debe recuperarse mediante dichos cargos a fijar por el Gobierno, siendo esta la única interpretación plausible del citado artículo 61, en vista del nuevo régimen que resulta del Real Decreto-ley 1/2019. Dicha interpretación ha sido avalada por el Consejo de Estado en su dictamen 319/2020 sobre el proyecto de circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural.

## **2. Determinación de los términos de conducción aplicables al año de gas 2020-2021**

Conforme al punto 4 de la disposición transitoria primera de la Circular 6/2020, se podrán modificar los precios de los términos de facturación del término de conducción de los peajes de transporte y distribución vigentes, teniendo en cuenta el resultado de la aplicación de las metodologías contempladas en la circular, asegurando en todo caso, la suficiencia de los ingresos para cubrir los costes previstos.

Dado el superávit previsto para el ejercicio, procede calcular los valores de los peajes del término de conducción aplicables para el ejercicio 2020-2021 considerando las metodologías de las actividades de regasificación, transporte y redes locales establecidas en la Circular 6/2020, teniendo en cuenta la relación existente entre la estructura del término de conducción vigente y la estructura del peaje de redes locales establecida en la citada circular de la CNMC.

---

<sup>16</sup> Así, por ejemplo, artículo 59.8 de la Ley 18/2014: “*El Gobierno establecerá la metodología para el cálculo de los cánones de los servicios básicos de acceso a los almacenamientos subterráneos, para el cálculo de la retribución de los almacenamientos subterráneos básicos, así como para el cálculo de los cargos destinados a financiar otros costes regulados que no estén asociados al uso de las instalaciones y que se recogen en el apartado 4.b) del presente artículo y en el artículo 66*”. En tal sentido, el Real Decreto-ley modificó correlativamente la Ley 34/1998 (artículo 3.1.c; artículo 91, apartados 1 y 2; artículo 92, etc.).

<sup>17</sup> Artículo 59.4.b.4º de la Ley 18/2014: “*b) Los costes no asociados al uso de las instalaciones son los siguientes [...] 4.a Anualidad correspondiente a los desajustes temporales a la que se hace referencia en el artículo 61 de la presente Ley, con sus correspondientes intereses y ajustes*”.

En los siguientes epígrafes se detallan los peajes que resultarían de aplicar la metodología de la Circular 6/2020, a efectos de determinar la variación de precios que procede aplicar a los términos de conducción de los peajes de transporte y distribución vigentes.

## 2.1 Determinación de los peajes de transporte

En el Cuadro 47 se muestra la previsión de la retribución correspondiente al ejercicio 2020–2021 correspondiente a la actividad de transporte.

**Cuadro 47. Retribución prevista para octubre 2020 septiembre 2021 para la actividad de transporte correspondiente a la red troncal**

Retribución de la actividad de transporte correspondiente a la red troncal (€)	Previsión 2020 - 2021	% sobre el total
Retribución a la inversión	421.861.709	76,47%
Retribución O&M	110.667.548	20,06%
Gas de Operación	19.114.359	3,46%
<b>Total</b>	<b>551.643.615</b>	<b>100,00%</b>

Fuente: CNMC

En el Cuadro 48 y el Cuadro 49 se detallan las previsiones de demanda por punto de entrada y salida previstas para el ejercicio 2020-2021 (véase epígrafe IV del presente informe).

**Cuadro 48. Previsión de demanda por punto de entrada para octubre 2020 septiembre 2021**

Puntos de entrada	Capacidad contratada prevista (MWh/día)	Volumen (MWh)
<b>Conexión Internacional</b>	<b>584.106</b>	<b>112.372.736</b>
CI Tarifa	136.369	31.852.147
CI Almería	206.504	49.310.736
VIP Pirineos	231.683	28.526.899
VIP Ibérico	9.551	2.682.954
<b>Planta de regasificación</b>	<b>711.418</b>	<b>224.637.608</b>
Barcelona	193.699	61.252.212
Cartagena	98.805	28.482.268
Huelva	159.454	52.876.516
Bilbao	134.954	43.534.476
Sagunto	84.649	26.563.896
Mugardos	39.858	11.928.239
<b>Almacenamiento Subterráneo</b>	<b>41.588</b>	<b>9.242.141</b>
Serrablo	17.416	3.886.882
Gaviota	14.018	3.023.130
Marismas	5.627	1.295.627
Yela	4.528	1.036.502
<b>Yacimientos</b>	<b>2.423</b>	<b>692.828</b>
Marismas	3	643
Poseidon	264	45.018
Viura	1.857	545.600
PB Madrid	299	101.567
<b>TOTAL ENTRADAS</b>	<b>1.339.536</b>	<b>346.945.313</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro 49. Previsión de demanda por punto de salida para octubre 2020 septiembre 2021**

Puntos de salida	Capacidad contratada prevista (MWh/día)	Volumen (MWh)
<b>Conexión Internacional</b>	<b>161.391</b>	<b>15.835.185</b>
VIP Pirineos	131.674	6.731.300
VIP Ibérico	29.718	9.103.885
<b>Planta de regasificación</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Barcelona	-	-
Cartagena	-	-
Huelva	-	-
Bilbao	-	-
Sagunto	-	-
Mugardos	-	-
<b>Almacenamiento Subterráneo</b>	<b>55.822</b>	<b>10.378.535</b>
Serrablo	14.938	2.776.423
Gaviota	32.366	6.015.584
Marismas	4.188	793.264
Yela	4.329	793.264
<b>Salida nacional (2)</b>	<b>1.524.351</b>	<b>318.162.894</b>
P > 60 bar	626.824	138.768.407
16 bar < P ≤ 60 bar	111.852	31.672.032
4 bar < P ≤ 16 bar	357.164	85.072.661
P ≤ 4 bar	428.511	62.649.795
<b>TOTAL SALIDAS</b>	<b>1.741.565</b>	<b>344.376.615</b>

Fuente: CNMC

Cabe señalar que, conforme al Reglamento (UE) 2017/460<sup>18</sup>, de 16 de marzo de 2017, por el que se establece un código de red sobre la armonización de las estructuras tarifarias de transporte de gas y a la disposición transitoria primera de la Circular 6/2020<sup>19</sup>, los peajes de entrada al sistema y de salida por las interconexiones internacionales no pueden sufrir modificación respecto de los peajes vigentes. En consecuencia, en la determinación de los peajes de transporte, en lugar de aplicar el reparto entre entrada/salida contemplado en el artículo 9 de la Circular 6/2020, se debe mantener el reparto implícito en los peajes vigentes (véase Cuadro 50), teniendo en cuenta que a los peajes de entrada le son de aplicación la cuota del GTS y la tasa de la CNMC.

<sup>18</sup> Según el artículo 29 del Reglamento (UE) 2017/460, los precios de aplicación a las interconexiones con los Estados Miembros deben publicarse antes de la celebración de la subasta anual de capacidad, por lo no procede la modificación de los peajes de transporte y distribución en estos puntos.

<sup>19</sup> Conforme a la disposición transitoria primera de la Circular 6/2020, únicamente se podrá revisar los términos de conducción de los peajes de transporte y distribución de aplicación a los consumidores nacionales.

**Cuadro 50. Asignación de la retribución prevista de la red troncal para octubre 2020 septiembre 2021**

Retribución de la actividad de transporte correspondiente a la red troncal (€)			Asignación de la retribución de la red troncal			
	Previsión 2020 2021	% sobre el total	Entrada		Salida	
			Término de capacidad [(A) + (B)] * (E)	Término variable	Término de capacidad [(A) + (B)] * [1-(E)]	Término variable (C)
Retribución a la inversión	421.861.709 (A)	76,5%	132.610.798		289.250.911	
Retribución O&M	110.667.548 (B)	20,1%	34.787.968		75.879.579	
Gas de Operación	19.114.359 (C)	3,5%				19.114.359
<b>Total</b>	<b>551.643.615</b>	<b>100,0%</b>	<b>167.398.766</b>	<b>-</b>	<b>365.130.491</b>	<b>19.114.359</b>

Facturación Entradas a peajes vigentes (D)	168.961.661
Cuota GTS + Tasa CNMC (%)	0,9%
Facturación Entradas sin Cargos	167.398.766
Total Retribución (A)+(B)	532.529.256
Porcentaje entradas (E)	31,4%

Fuente: CNMC

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, se procede a aplicar la metodología establecida en el capítulo II y en el anexo I de la Circular 6/2020 para calcular los términos de capacidad aplicables a los términos de salida. Como se ha indicado, los peajes de salida por las interconexiones con la UE no pueden ser objeto de modificación conforme al Reglamento (UE) 2017/460, por lo que se hace necesario reescalar los precios aplicables a la salida nacional a efectos de asegurar la suficiencia. En particular, los precios del peaje de salida de la red de transporte hacia los consumidores nacionales que resultan de aplicar la metodología de la Circular 6/2020 se han incrementado un 0,21%.

**Cuadro 51. Términos de capacidad basados en caudal por punto de salida.**

Punto de Salida	Capacidad contratada prevista (MWh/día)	Término fijo (€/MWh/día/año)	Ingresos resultantes (€)	% variación respecto precio medio
Nacional	1.524.351	214,28	326.639.893	-17,3%
Plantas GNL (1)	-	259,14	-	0,0%
VIP Francia	131.674	238,49	31.403.117	-8,0%
VIP Portugal	29.718	238,49	7.087.480	-8,0%
<b>TOTAL</b>	<b>1.685.743</b>	<b>259,14</b>	<b>365.130.491</b>	<b>0,0%</b>

Fuente: CNMC

En el artículo 13 la Circular 6/2020, se establece que el peaje de transporte basado en volumen será único y se aplicará a todas las entradas y salidas de la red de transporte. No obstante, dado que el peaje de entrada a la red de

transporte vigente no incorpora un término variable, se asigna la totalidad del coste variable al peaje de salida de la red de transporte (véase Cuadro 52).

**Cuadro 52. Término variable de transporte.**

	Retribución a recuperar a través del término variable (€)	
	Entrada	Salida
Retribución del gas de operación (A)	-	19.114.359

	Volumen (MWh)	
	Entrada	Salida
Variable inductora del coste (B)	346.945.313	318.162.894

	Término variable (€/MWh)	
	Entrada	Salida
Término variable del peaje (A)/(B)	-	0,0601

Fuente: CNMC

En Cuadro 53 se detalla el procedimiento de cálculo de los términos de facturación por cliente de aplicación a los consumidores sin obligación de disponer de equipo de medida que permita el registro del caudal diario máximo demandado, conforme al punto 13 del anexo I del Circular 6/2020.

**Cuadro 53. Determinación del término por cliente aplicable a los consumidores sin obligación de disponer de equipo de medida que permita el registro diario del caudal máximo demandado**

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº de clientes (A)	Capacidad prevista (MWh/día) (B)	Término de capacidad de salida de la red troncal (€/MWh/día/año) (C)	Retribución de la red de transporte a recuperar por el grupo tarifario (€) (D) = (B) * (C)	Término de capacidad de salida de la red troncal (€/cliente y año) (D)/(A)
RL.1	$C \leq 5.000$	3.226.088	26.517	214,28	5.682.156	1,76
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	4.162.807	183.076	214,28	39.229.775	9,42
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	328.479	46.366	214,28	9.935.429	30,25
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	53.633	35.928	214,28	7.698.713	143,54
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	22.148	76.789	214,28	16.454.490	742,92
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	3.262	43.982	214,28	9.424.513	2.889,21

Fuente: CNMC

## 2.2 Determinación de los peajes de acceso a las redes locales

En el Cuadro 54 se detalla la retribución que se debe recuperar a través de los peajes de acceso a las redes locales y en el Cuadro 55 el escenario de demanda considerado conforme a la estructura tarifaria de la Circular 6/2020.

**Cuadro 54. Retribución que se debe recuperar mediante los peajes de acceso a las redes locales octubre 2020-septiembre 2021**

Retribución asignada a los peajes de distribución (€)	Previsión 2020 2021	% sobre el total
<b>Retribución de la red de influencia local</b>	<b>152.389.438</b>	<b>9,4%</b>
Retribución a la inversión	108.941.718	6,7%
Retribución O&M	41.269.485	2,6%
Gas de Operación	2.178.235	0,1%
Desvíos de ejercicios anteriores	n.a.	n.a.
<b>Retribución de la red de transporte secundario</b>	<b>73.848.076</b>	<b>4,6%</b>
Retribución a la inversión	56.143.021	3,5%
Retribución O&M	16.510.167	1,0%
Gas de Operación	1.194.888	0,1%
Desvíos de ejercicios anteriores	n.a.	n.a.
<b>Retribución de la red de distribución</b>	<b>1.390.859.045</b>	<b>86,0%</b>
Retribución de las redes	1.390.859.045	86,0%
Desvíos de ejercicios anteriores	n.a.	n.a.
<b>Total</b>	<b>1.617.096.558</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro 55. Previsión de demanda por grupo tarifa octubre 2020-septiembre 2021**

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº de suministros	Capacidad (kWh/día) (1)	Volumen de consumo (MWh)	factor de carga (%)
RL.1	$C \leq 5.000$	3.296.388	27.081.011	4.052.528	41,0%
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	4.234.356	186.309.292	25.338.249	37,3%
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	333.433	47.138.548	6.226.861	36,2%
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	54.491	36.481.129	5.719.378	43,0%
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	22.473	77.970.239	11.873.221	41,7%
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	3.301	44.532.150	7.310.032	45,0%
RL.7	$5.000.000 < C \leq 15.000.000$	1.187	53.836.082	9.092.493	46,3%
RL.8	$15.000.000 < C \leq 50.000.000$	717	80.214.377	16.281.360	55,6%
RL.9	$50.000.000 < C \leq 150.000.000$	331	97.511.555	23.190.045	65,2%
RL.10	$150.000.000 < C \leq 500.000.000$	172	172.514.159	45.148.743	71,7%
RL.11	$C > 500.000.000$	101	708.175.837	165.046.061	63,9%
<b>Total</b>		<b>7.946.952</b>	<b>1.531.764.378</b>	<b>319.278.971</b>	<b>57,1%</b>

Fuente: CNMC

En el Cuadro 56 se muestra la asignación de la retribución reconocida a la actividad de distribución por inductor de coste, cliente o capacidad, conforme a los parámetros establecidos en el Anexo IV.1 de la Circular 6/2020. En el Cuadro 57 se muestra la asignación de la retribución de la distribución cuyo inductor de coste es la capacidad por nivel de presión. Finalmente, en el Cuadro 58 se asigna la retribución de redes locales por nivel de presión. La retribución asignada a las redes de presión de diseño superior a 60 bar se corresponde con la retribución de la red de transporte de influencia local, mientras que la retribución asignada a las redes de presión de diseño comprendida entre 16 bar y 60 bar se corresponde con la retribución del transporte secundario, excluido en ambos casos el gas de operación.

**Cuadro 56. Asignación de la retribución reconocida a la actividad de distribución por inductor de coste. Año octubre 2020 - septiembre 2021.**

	Previsión 2020 2021
<b>Retribución de la red de distribución (€) (A)</b>	<b>1.390.859.045</b>

Inductor de coste (B)	% de la retribución de distribución por inductor de coste
Puntos de suministro	14,46%
Capacidad	85,54%
<b>Total</b>	<b>100,00%</b>

Retribución de la distribución por criterio de asignación (€) (A) * (B)	Previsión 2020 2021
Retribución de la distribución asignada por puntos de suministro	201.114.962
Retribución de la distribución asignada por capacidad	1.189.744.082
<b>Total</b>	<b>1.390.859.045</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro 57. Asignación de la retribución de la distribución cuyo inductor de coste es la capacidad por nivel de presión. Año octubre 2020 - septiembre 2021**

<b>Retribución de la actividad de distribución cuyo inductor de coste es la capacidad (€) (A)</b>	<b>1.189.744.082</b>
<b>% de retribución de cada nivel de presión sobre el total (B)</b>	
4 bar < P ≤ 16 bar	10,5%
P ≤ 4 bar	89,5%
<b>Retribución por nivel de presión (€) (A) * (B)</b>	
4 bar < P ≤ 16 bar	124.981.733
P ≤ 4 bar	1.064.762.350

Fuente: CNMC

**Cuadro 58. Asignación de la retribución asociada a las redes locales cuyo inductor de coste es la capacidad por nivel de presión. Octubre 2020 - septiembre 2021**

<b>Retribución de redes locales (€)</b>	<b>Previsión 2020 2021</b>	<b>% sobre el total</b>
Presión (P) > 60 bar	150.211.203	10,6%
16 bar < P ≤ 60 bar	72.653.188	5,1%
4 bar < P ≤ 16 bar	124.981.733	8,8%
P ≤ 4 bar	1.064.762.350	75,4%
<b>Total</b>	<b>1.412.608.474</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: CNMC

Conforme al Anexo IV de la Circular 6/2020, el modelo de red empleado en la asignación de los costes de redes al propio nivel de presión y a niveles de presión inferiores se corresponde con los flujos de energía registrados el 5 de diciembre de 2017<sup>20</sup>, día de mayor demanda registrada en los cuatro años anteriores al inicio del periodo regulatorio. En el Cuadro 59 se muestra la asignación de la retribución asociada a las redes locales cuyo inductor de coste es la capacidad. Los coeficientes  $\alpha_j^i$  resultan de aplicar al escenario de flujos lo establecido en el Anexo II.5 de la Circular 6/2020

<sup>20</sup> El balance correspondiente el día 5 de diciembre de 2017 se encuentra disponible en el Anexo IV de la Memoria que acompaña la Circular 6/2020.

**Cuadro 59. Asignación de la retribución del nivel de presión tarifario i cuyo inductor de coste es la capacidad al propio nivel de presión y a niveles de presión inferiores j**

Nivel de presión tarifario	Retribución cuyo inductor de coste es el caudal asociada al nivel de presión, excluido el gas de operación (Cd <sub>i</sub> ) (€)	Nivel de presión a que se asigna la retribución del nivel de presión tarifario	$\alpha_j^i$	Retribución asignada a cada nivel de presión (€)
NP0 (P ≤ 4 bar)	1.064.762.350	NP0	$\alpha_{0,p}^0$ 1,0000	1.064.762.350
NP1 (4 bar < P ≤ 16 bar)	124.981.733	NP1	$\alpha_{1,p}^1$ 0,4073	50.909.858
		NP0	$\alpha_{0,p}^1$ 0,5927	74.071.875
NP2 (16 bar < P ≤ 60 bar)	72.653.188	NP2	$\alpha_{2,p}^2$ 0,4105	29.823.189
		NP1	$\alpha_{1,p}^2$ 0,2267	16.467.372
		NP0	$\alpha_{0,p}^2$ 0,3629	26.362.628
NP3 (P > 60 bar)	150.211.203	NP3	$\alpha_{3,p}^3$ 0,5046	75.801.499
		NP2	$\alpha_{2,p}^3$ 0,0524	7.874.946
		NP1	$\alpha_{1,p}^3$ 0,1780	26.745.055
		NP0	$\alpha_{0,p}^3$ 0,2649	39.789.703

Fuente: CNMC

Por último, en el Cuadro 60 se muestra la retribución asociada a las redes locales cuyo inductor de coste es la capacidad que se debe recuperar en cada nivel de presión, resultado de la agregación de los costes de redes de su propio nivel de presión y de los niveles de presión superiores, y se asigna a los términos fijo y variable, de acuerdo con los puntos 7 y 8 del Anexo II de la Circular 6/2020.

**Cuadro 60. Asignación de la retribución cuyo inductor de coste es la capacidad asignada a cada nivel de presión, excluida la retribución asociada al gas de operación, a un componente fijo y un componente variable**

Nivel de presión tarifario	Nivel de presión de la red asignada	Retribución cuyo inductor de coste es el caudal asignada al nivel de presión tarifario (€)	Retribución cuyo inductor de coste es el caudal, excluido el gas de operación, asignada al término fijo (€)	Retribución cuyo inductor de coste es el caudal, excluido el gas de operación, asignada al término variable (€)
NP0	NP0	1.064.762.350	1.064.762.350	
	NP1	74.071.875		74.071.875
	NP2	26.362.628		26.362.628
	NP3	39.789.703		39.789.703
	<b>Total retribución</b>	<b>1.204.986.555</b>	<b>1.064.762.350</b>	<b>140.224.205</b>
NP1	NP1	50.909.858	50.909.858	
	NP2	16.467.372		16.467.372
	NP3	26.745.055		26.745.055
	<b>Total retribución</b>	<b>94.122.285</b>	<b>50.909.858</b>	<b>43.212.428</b>
NP2	NP2	29.823.189	29.823.189	
	NP3	7.874.946		7.874.946
	<b>Total retribución</b>	<b>37.698.135</b>	<b>29.823.189</b>	<b>7.874.946</b>
NP3	NP3	75.801.499	75.801.499	
	<b>Total retribución</b>	<b>75.801.499</b>	<b>75.801.499</b>	<b>-</b>

Fuente: CNMC

A continuación, se determinan los costes unitarios fijos y variables correspondientes a cada nivel de presión (véase Cuadro 61) y se facturan los suministros al coste unitario fijo y variable correspondiente al nivel de presión al que están conectados (véanse Cuadro 62 y Cuadro 63), con lo que se obtiene la retribución a recuperar por cada grupo tarifario (véase Cuadro 64).

**Cuadro 61. Determinación de los costes unitarios fijos y variables correspondientes a cada nivel de presión. Año octubre 2020 – septiembre 2021**

**I. Retribución a recuperar**

Nivel de presión	Retribución cuyo inductor de costes es el caudal a recuperar mediante un término fijo (€) (A)	Retribución a recuperar mediante un término variable (€) (B)
NP0 ( $P \leq 4$ bar)	1.064.762.350	140.224.205
NP1 ( $4 \text{ bar} < P \leq 16$ bar)	50.909.858	43.212.428
NP2 ( $16 \text{ bar} < P \leq 60$ bar)	29.823.189	7.874.946
NP3 ( $P > 60$ bar)	75.801.499	-
<b>Total</b>	<b>1.221.296.895</b>	<b>191.311.579</b>

**II. Variables inductoras del coste**

Nivel de presión	Capacidad facturada (kWh/día) (1) (C)	Volumen (MWh) (D)
NP0 ( $P \leq 4$ bar)	435.923.972	63.765.872
NP1 ( $4 \text{ bar} < P \leq 16$ bar)	357.164.443	85.072.661
NP2 ( $16 \text{ bar} < P \leq 60$ bar)	111.851.600	31.672.032
NP3 ( $P > 60$ bar)	626.824.363	138.768.407
<b>Total</b>	<b>1.531.764.378</b>	<b>319.278.971</b>

**III. Coste unitarios fijos y variables**

Nivel de presión	Coste unitario fijo (€/kWh/día y año) (A) / (C)	Coste unitario variable (€/MWh) (B) / (D)
NP0 ( $P \leq 4$ bar)	2,443	2,199
NP1 ( $4 \text{ bar} < P \leq 16$ bar)	0,143	0,508
NP2 ( $16 \text{ bar} < P \leq 60$ bar)	0,267	0,249
NP3 ( $P > 60$ bar)	0,121	-

Fuente: CNMC

**Cuadro 62. Facturación de los suministros al coste unitario fijo correspondiente al nivel de presión al que están conectados. Año octubre 2020 – septiembre 2021**

Peaje	Tamaño (kWh)	Capacidad facturada (kWh/día y año) (1) (A)			
		P ≤ 4 bar	4 bar < P ≤ 16 bar	16 bar < P ≤ 60 bar	P > 60 bar
RL.1	C ≤ 5.000	27.026.647	53.874	2	488
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	186.295.322	13.927	-	43
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	47.063.251	70.879	3.072	1.345
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	36.038.292	425.034	3.971	13.832
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	75.062.770	2.786.645	67.478	53.347
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	33.993.621	10.229.450	228.978	80.100
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	17.903.244	34.347.566	1.393.032	192.239
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	10.770.829	65.427.624	3.382.250	633.673
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	1.769.995	86.473.030	6.428.459	2.840.070
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	119.562.629	26.266.682	26.684.848
RL.11	C > 500.000.000	-	37.773.784	74.077.675	596.324.378
<b>Total</b>		<b>435.923.972</b>	<b>357.164.443</b>	<b>111.851.600</b>	<b>626.824.363</b>

	P ≤ 4 bar	4 bar < P ≤ 16 bar	16 bar < P ≤ 60 bar	P > 60 bar
Coste unitario fijo (€/MWh/día y año) (B)	2,4425	0,1425	0,2666	0,1209

Peaje	Tamaño (kWh)	Facturación (€) (C) = (A) * (B)				Retribución cuyo inductor de costes es el caudal a recuperar por el término fijo de cada grupo tarifario (€)
		P ≤ 4 bar	4 bar < P ≤ 16 bar	16 bar < P ≤ 60 bar	P > 60 bar	
RL.1	C ≤ 5.000	66.013.704	7.679	0	59	66.021.443
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	455.034.038	1.985	-	5	455.036.028
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	114.953.939	10.103	819	163	114.965.024
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	88.025.021	60.584	1.059	1.673	88.088.337
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	183.343.924	397.205	17.992	6.451	183.765.572
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	83.030.826	1.458.095	61.053	9.686	84.559.661
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	43.729.415	4.895.867	371.427	23.247	49.019.956
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	26.308.196	9.325.987	901.815	76.630	36.612.628
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	4.323.287	12.325.778	1.714.031	343.448	18.706.544
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	17.042.336	7.003.531	3.226.983	27.272.850
RL.11	C > 500.000.000	-	5.384.237	19.751.461	72.113.154	97.248.851
<b>Total</b>		<b>1.064.762.350</b>	<b>50.909.858</b>	<b>29.823.189</b>	<b>75.801.499</b>	

Fuente: CNMC

**Cuadro 63. Facturación de los suministros al coste unitario variable correspondiente al nivel de presión al que están conectados. Año octubre 2020 – septiembre 2021**

Peaje	Tamaño (kWh)	Volumen (MWh) (A)			
		P ≤ 4 bar	4 bar < P ≤ 16 bar	16 bar < P ≤ 60 bar	P > 60 bar
RL.1	C ≤ 5.000	4.052.521	5	2	0
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	25.337.993	246	-	10
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	6.223.845	2.133	703	179
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	5.661.423	48.213	9.017	726
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	11.319.882	535.786	16.517	1.037
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	5.108.760	2.139.836	55.675	5.761
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	3.158.271	5.705.017	200.570	28.634
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	2.392.765	13.150.450	635.775	102.370
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	510.413	20.628.362	1.525.663	525.608
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	32.124.855	7.239.061	5.784.827
RL.11	C > 500.000.000	-	10.737.758	21.989.048	132.319.255
<b>Total</b>		<b>63.765.872</b>	<b>85.072.661</b>	<b>31.672.032</b>	<b>138.768.407</b>

	P ≤ 4 bar	4 bar < P ≤ 16 bar	16 bar < P ≤ 60 bar	P > 60 bar
Coste unitario variable (€/MWh)	2,1990	0,5079	0,2486	-

Peaje	Tamaño (kWh)	Facturación (€) (C) = (A) * (B)				Retribución a recuperar por el término variable de cada grupo tarifario (€)
		P ≤ 4 bar	4 bar < P ≤ 16 bar	16 bar < P ≤ 60 bar	P > 60 bar	
RL.1	C ≤ 5.000	8.911.687	3	0	-	8.911.690
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	55.719.461	125	-	-	55.719.586
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	13.686.534	1.084	175	-	13.687.792
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	12.449.739	24.490	2.242	-	12.476.471
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	24.892.962	272.151	4.107	-	25.169.220
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	11.234.407	1.086.924	13.843	-	12.335.174
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	6.945.189	2.897.848	49.870	-	9.892.907
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	5.261.804	6.679.736	158.079	-	12.099.619
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	1.122.422	10.478.121	379.341	-	11.979.884
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	16.317.733	1.799.923	-	18.117.656
RL.11	C > 500.000.000	-	5.454.215	5.467.365	-	10.921.580
<b>Total</b>		<b>140.224.205</b>	<b>43.212.428</b>	<b>7.874.946</b>	<b>-</b>	

Fuente: CNMC

**Cuadro 64. Retribución fija y variable a recuperar por los términos fijo y variable del peaje de cada grupo tarifario. Año octubre 2020 – septiembre 2021**

Peaje	Tamaño (kWh)	Retribución a recuperar por el término fijo de cada grupo tarifario (€)	Retribución a recuperar por el término variable de cada grupo tarifario (€)
RL.1	$C \leq 5.000$	66.021.443	8.911.690
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	455.036.028	55.719.586
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	114.965.024	13.687.792
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	88.088.337	12.476.471
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	183.765.572	25.169.220
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	84.559.661	12.335.174
RL.7	$5.000.000 < C \leq 15.000.000$	49.019.956	9.892.907
RL.8	$15.000.000 < C \leq 50.000.000$	36.612.628	12.099.619
RL.9	$50.000.000 < C \leq 150.000.000$	18.706.544	11.979.884
RL.10	$150.000.000 < C \leq 500.000.000$	27.272.850	18.117.656
RL.11	$C > 500.000.000$	97.248.851	10.921.580
<b>Total</b>		<b>1.221.296.895</b>	<b>191.311.579</b>

Fuente: CNMC

En el Cuadro 65 se muestra la asignación de la retribución fija cuyo inductor de coste es el cliente conforme el apartado 9 del Anexo II de la Circular 6/2020 y en el Cuadro 66 se presenta la asignación de la retribución asociada al gas de operación.

**Cuadro 65. Asignación de la retribución fija cuyo inductor de coste es el punto de suministro por grupo tarifario. Año octubre 2020 – septiembre 2021**

<b>Retribución de distribución cuyo inductor de coste es el cliente (€) (A)</b>	<b>201.114.962</b>
<b>Número de clientes suministrados desde la red de distribución (B)</b>	<b>7.946.674</b>
<b>Coste unitario (€/cliente y mes) (C) = (A)/(B)</b>	<b>2,1090</b>

Peaje	Tamaño (kWh)	Numero de clientes (D)	Retribución de distribución cuyo inductor del coste es el cliente a recuperar por grupo tarifario (€) (C) * (D)
RL.1	C ≤ 5.000	3.296.387	83.425.177
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	4.234.356	107.163.355
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	333.426	8.438.366
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	54.482	1.378.825
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	22.463	568.484
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	3.281	83.042
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	1.153	29.184
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	684	17.307
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	306	7.733
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	125	3.157
RL.11	C > 500.000.000	13	331
<b>Total</b>		<b>7.946.674</b>	<b>201.114.962</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro 66. Asignación por grupo tarifario de la retribución asociada al gas de operación. Año octubre 2020 – septiembre 2021**

<b>Retribución del gas de operación (€) (A)</b>	<b>3.373.122</b>
<b>Demanda suministrada desde redes locales (kWh)</b>	<b>319.278.971</b>
<b>Coste unitario (€/kWh) (C) = (A)/(B)</b>	<b>0,0009</b>

Peaje	Tamaño (kWh)	Volumen (kWh) (D)	Retribución de distribución cuyo inductor del coste es el cliente a recuperar por grupo tarifario (€) (C) * (D)
RL.1	C ≤ 5.000	4.052.528	42.814
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	25.338.249	267.694
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	6.226.861	65.786
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	5.719.378	60.424
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	11.873.221	125.438
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	7.310.032	77.229
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	9.092.493	96.060
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	16.281.360	172.010
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	23.190.045	244.998
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	45.148.743	476.988
RL.11	C > 500.000.000	165.046.061	1.743.681
<b>Total</b>		<b>319.278.971</b>	<b>3.373.122</b>

Fuente: CNMC

Finalmente, en el Cuadro 67 se muestra el resumen de la asignación de la retribución a los términos fijos y variable de cada grupo tarifario.

**Cuadro 67. Asignación de la retribución a los términos fijo y variable de cada grupo tarifario. Año octubre 2020 – septiembre 2021**

Peaje	Tamaño (kWh)	Retribución a recuperar por el término fijo de cada grupo tarifario (€)			Retribución a recuperar por el término variable de cada grupo tarifario (€)		
		Inductor de coste caudal	Inductor de coste cliente	Total	Retribución fija a recuperar por el término variable de cada grupo tarifario	Retribución asociada al gas de operación	Total
RL.1	C ≤ 5.000	66.021.443	83.425.177	149.446.620	8.911.690	42.814	8.954.504
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	455.036.028	107.163.355	562.199.383	55.719.586	267.694	55.987.279
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	114.965.024	8.438.366	123.403.391	13.687.792	65.786	13.753.578
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	88.088.337	1.378.825	89.467.162	12.476.471	60.424	12.536.895
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	183.765.572	568.484	184.334.056	25.169.220	125.438	25.294.658
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	84.559.661	83.042	84.642.704	12.335.174	77.229	12.412.403
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	49.019.956	29.184	49.049.140	9.892.907	96.060	9.988.967
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	36.612.628	17.307	36.629.935	12.099.619	172.010	12.271.629
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	18.706.544	7.733	18.714.277	11.979.884	244.998	12.224.882
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	27.272.850	3.157	27.276.008	18.117.656	476.988	18.594.644
RL.11	C > 500.000.000	97.248.851	331	97.249.183	10.921.580	1.743.681	12.665.261
<b>Total</b>		<b>1.221.296.895</b>	<b>201.114.962</b>	<b>1.422.411.857</b>	<b>191.311.579</b>	<b>3.373.122</b>	<b>194.684.701</b>

Fuente: CNMC

En el Cuadro 68 se muestra el cálculo de los términos fijos y variables del peaje de redes locales por grupo tarifario conforme a los apartados 11 y 12 del anexo II de la Circular 6/2020, y en el Cuadro 69, el Cuadro 70, el Cuadro 71 y el Cuadro 72 se detalla el procedimiento de cálculo del término fijo por cliente aplicable a los consumidores sin obligación de disponer de equipos con capacidad de medir el caudal máximo demandado en un periodo determinado conforme el apartado 13 del Anexo II de la Circular 6/2020.

**Cuadro 68. Términos fijos y variables de los peajes de redes locales por grupo tarifario.  
Año octubre 2020 – septiembre 2021**

**I. Retribución a recuperar**

Peaje	Tamaño (kWh)	Retribución a recuperar por el término fijo de cada grupo tarifario (€) (A)	Retribución a recuperar por el término variable de cada grupo tarifario (€) (B)
RL.1	C ≤ 5.000	149.446.620	8.954.504
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	562.199.383	55.987.279
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	123.403.391	13.753.578
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	89.467.162	12.536.895
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	184.334.056	25.294.658
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	84.642.704	12.412.403
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	49.049.140	9.988.967
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	36.629.935	12.271.629
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	18.714.277	12.224.882
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	27.276.008	18.594.644
RL.11	C > 500.000.000	97.249.183	12.665.261
<b>Total</b>		<b>1.422.411.857</b>	<b>194.684.701</b>

**II. Variables inductoras del coste**

Peaje	Tamaño (kWh)	Capacidad facturada (kWh/día) (1) (C)	Volumen (kWh) (D)
RL.1	C ≤ 5.000	27.081.011	4.052.527.892
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	186.309.292	25.338.248.972
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	47.138.548	6.226.860.709
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	36.481.129	5.719.378.149
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	77.970.239	11.873.221.307
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	44.532.150	7.310.031.981
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	53.836.082	9.092.492.760
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	80.214.377	16.281.360.221
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	97.511.555	23.190.045.220
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	172.514.159	45.148.742.895
RL.11	C > 500.000.000	708.175.837	165.046.061.137
<b>Total</b>		<b>1.531.764.378</b>	<b>319.278.971.243</b>

**III. Términos fijos y variables del peaje**

Peaje	Tamaño (kWh)	Coste unitario fijo (€/kWh/día y año) (C) / (A)	Coste unitario variable (€/kWh) (D) / (B)
RL.1	C ≤ 5.000	5,519	0,002210
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	3,018	0,002210
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	2,618	0,002209
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	2,452	0,002192
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2,364	0,002130
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	1,901	0,001698
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,911	0,001099
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,457	0,000754
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,192	0,000527
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,158	0,000412
RL.11	C > 500.000.000	0,137	0,000077

Fuente: CNMC

**Cuadro 69. Término fijo por cliente inicial de peajes aplicables a consumidores sin obligación de disponer de teled medida. Año octubre 2020 – septiembre 2021**

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº de suministros (A)	Capacidad (kWh/día) (1)	Volumen de consumo (kWh)	Retribución a recuperar por el término fijo de cada grupo tarifario (€) (B)	Término fijo por cliente (€/cliente y mes) (B) / (A) / 12
RL.1	$C \leq 5.000$	3.296.388	27.081.011	4.052.528	149.446.620	3,78
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	4.234.356	186.309.292	25.338.249	562.199.383	11,06
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	333.433	47.138.548	6.226.861	123.403.391	30,84
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	54.491	36.481.129	5.719.378	89.467.162	136,82
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	22.473	77.970.239	11.873.221	184.334.056	683,53
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	3.301	44.532.150	7.310.032	84.642.704	2.136,53

Fuente: CNMC

- (1) Capacidad facturada. La capacidad facturada de los consumidores para los suministros sin equipo de medida se ha estimado en función de las curvas de carga del ejercicio 2018 (véase Anexo I)

**Cuadro 70. Determinación del término fijo por cliente final de peajes aplicables a consumidores sin obligación de disponer de equipo de medida con capacidad de medir el caudal máximo diario. Año octubre 2020 – septiembre 2021**

Peaje	Tamaño (kWh)	Consumo (kWh) a efectos de diseño del peaje (A)	Términos de facturación iniciales		Facturación por acceso a redes locales			Término de fijo final
			Término fijo por cliente (€/cliente y mes) (B)	Término variable (€/kWh) (C)	Término fijo (€) (D) = (B) * 12	Término variable (€) (E) = (A)*(C)	Facturación total (€) (F) = (D) + (E)	Término fijo por cliente (€/cliente y mes) (F) del grupo anterior /12
RL.1	$C \leq 5.000$	5.000	3,78	0,002210	45,34	11,05	56,38	n.a.
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	15.000	11,06	0,002210	132,77	33,14	165,91	4,70
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	50.000	30,84	0,002209	370,10	110,44	480,54	13,83
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	300.000	136,82	0,002192	1.641,86	657,60	2.299,46	40,04
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	1.500.000	683,53	0,002130	8.202,31	3.195,59	11.397,91	191,62
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	1.500.000	2.136,53	0,001698	25.638,41	2.546,99	28.185,41	949,83

Fuente: CNMC

**Cuadro 71. Determinación del término variable final de peajes aplicables a consumidores sin obligación de disponer de teled medida. Año octubre 2020 – septiembre 2021**

**I. Retribución recuperada a través del término fijo**

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº de suministros (A)	Volumen de consumo (MWh) (B)	Término fijo por cliente (€/cliente y mes) (C)	Facturación por el término fijo (€) (D) = (A) * (C) *12
RL.1	C ≤ 5.000	3.296.388	4.052.528	n.a.	n.a.
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	4.234.356	25.338.249	4,70	238.752.164
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	333.433	6.226.861	13,83	55.321.483
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	54.491	5.719.378	40,04	26.185.157
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	22.473	11.873.221	191,62	51.676.697
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	3.301	7.310.032	949,83	37.629.064

**II. Determinación del término variable**

Peaje	Tamaño (kWh)	Retribución asignada al grupo tarifario (E)	Facturación por el término fijo (€) (D)	Retribución a recuperar por el término variable (€) (F) = (E) - (D)	Término variable (€/kWh) (F)/(B)
RL.1	C ≤ 5.000	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	618.186.662	238.752.164	379.434.498	0,014975
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	137.156.968	55.321.483	81.835.485	0,013142
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	102.004.057	26.185.157	75.818.901	0,013256
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	209.628.714	51.676.697	157.952.017	0,013303
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	97.055.107	37.629.064	59.426.042	0,008129

Fuente: CNMC

**Cuadro 72. Determinación de los términos de facturación del peaje RL.1. Año 2020**

**I. Estructura fijo/variable del peaje RL.2**

	Facturación peaje RL.2 (€)	% sobre total facturación (A)
Término fijo	238.752.164	38,6%
Término variable	379.434.498	61,4%
<b>Total</b>	<b>618.186.662</b>	<b>100,0%</b>

**II. Determinación de los términos del peaje RL.1**

Retribución asignada al peaje RL.1 (€) (B)	<b>158.401.124</b>
--	--------------------

	Término fijo	Término variable
Retribución a recuperar (€) (C) = (A) * (B)	<b>61.176.686</b>	<b>97.224.438</b>

	Nº de suministros	Volumen (MWh)
Variables de facturación (D)	<b>3.296.388</b>	<b>4.052.528</b>

	Término fijo por cliente (€/cliente y mes) (C) / (D) /12	Término variable (€/kWh) (C) / (D)
Términos del peaje RL.1	<b>1,55</b>	<b>0,023991</b>

Fuente: CNMC

Por último, en el Cuadro 73 se resumen los peajes resultantes de la metodología de redes locales detallado en el Anexo II de la Circular 6/2020 para el año octubre 2020- septiembre 2021.

**Cuadro 73. Términos de facturación de los peajes de redes regionales. Año octubre 2020-septiembre 2021**

Peaje	Tamaño (kWh)	Consumidores que no dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Consumidores que dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Facturación media (€/kWh)	% de término fijo
		Término fijo por cliente (€/cliente y mes)	Término variable por volumen (€/kWh)	Término fijo por capacidad (€/kWh/día y año)	Término variable por volumen (€/kWh)		
RL.1	C ≤ 5.000	1,547	0,023991	5,519	0,002210	0,03909	38,6%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	4,699	0,014975	3,018	0,002210	0,02440	38,6%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	13,826	0,013142	2,618	0,002209	0,02203	40,3%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	40,045	0,013256	2,452	0,002192	0,01783	25,7%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	191,621	0,013303	2,364	0,002130	0,01766	24,7%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	949,825	0,008129	1,901	0,001698	0,01328	38,8%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000			0,911	0,001099	0,00649	83,1%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000			0,457	0,000754	0,00300	74,9%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000			0,192	0,000527	0,00133	60,5%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000			0,158	0,000412	0,00102	59,5%
RL.11	C > 500.000.000			0,137	0,000077	0,00067	88,5%

Fuente: CNMC

### 2.3 Determinación del peaje asociado a la recuperación de otros costes de la actividad de regasificación

La Disposición Transitoria primera de la Circular 6/2020, establece que el peaje de otros costes de regasificación será aplicable a partir del 1 de octubre de 2021.

No obstante, es necesario proceder a su cálculo para posteriormente incluirlo en el término de conducción del peaje de transporte y distribución a los efectos de asegurar la suficiencia de ingresos del sistema. Al respecto se indica que, dado que el peaje de otros costes de regasificación no será de aplicación hasta el 1 de octubre de 2021, el coste asociado al mismo debe ser recuperado en su totalidad a través del término de conducción, por lo que no procede la aplicación del punto 1 del epígrafe VI del Anexo III de la Circular 6/2020<sup>21</sup>.

<sup>21</sup> En este punto se asigna la retribución a recuperar por el peaje asociado a otros costes de regasificación entre los consumidores suministrados desde una planta unicliente y el resto de consumidores.

**Cuadro 74. Determinación del término por cliente y caudal asociado a la recuperación de otros costes de regasificación**

Retribución asociada a la recuperación de otros costes de regasificación a recuperar por los consumidores suministrados desde las redes locales		120.600.359			
	nº Clientes	% a recuperar por grupo tarifario	Retribución a recuperar por grupo tarifario (€)	Caudal (MWh/día)	Término por caudal del grupo tarifario asociada a la recuperación de otros costes de regasificación (€/kWh/día/año)
RL.1 ≤5.000	3.296.388	41,5%	50.024.918	27.081	1,847232
RL.2 ≤15.000	4.234.356	53,3%	64.259.220	186.309	0,344906
RL.3 ≤50.000	333.433	4,2%	5.060.071	47.139	0,107345
RL.4 ≤300.000	54.491	0,7%	826.944	36.481	0,022668
RL.5 ≤1.500.000	22.473	0,3%	341.049	77.970	0,004374
RL.6 ≤5.000.000	3.301	0,0%	50.101	44.532	0,001125
RL.7 ≤15.000.000	1.187	0,0%	18.016	53.836	0,000335
RL.8 ≤50.000.000	717	0,0%	10.885	80.214	0,000136
RL.9 ≤150.000.000	331	0,0%	5.021	97.512	0,000051
RL.10 ≤500.000.000	172	0,0%	2.605	172.514	0,000015
RL.11 >500.000.000	101	0,0%	1.528	708.176	0,000002
<b>TOTAL</b>	<b>7.946.952</b>	<b>100,0%</b>	<b>120.600.359</b>	<b>1.531.764</b>	
<b>Término por cliente (€/año)</b>	<b>15,175676</b>				

Fuente: CNMC

## 2.4 Asignación de los costes que se deben recuperar a través de cargos

Los peajes y cánones vigentes recuperan, además de la retribución reconocida a las actividades de transporte, distribución, regasificación y almacenamiento subterráneo, la retribución reconocida al gestor técnico del sistema y al operador del mercado, el coste de la adquisición de GLP para los suministros insulares y las anualidades para la recuperación de los desajustes de ingresos.

Como se ha indicado, conforme a la Ley 3/2013 y a la Circular 1/2020, a los peajes vigentes les es de aplicación la tasa a la prestación de servicios y realización de actividades en relación con el sector de hidrocarburos gaseosos y la cuota para la financiación de la retribución del gestor técnico del sistema, pero la metodología de asignación del resto de costes no es conocida, por lo que a efectos de asegurar la suficiencia se ha considerado que el resto de los costes será recuperado a través del término de conducción de los consumidores nacionales. En consecuencia, los términos de facturación de los peajes de acceso a las redes de transporte, redes locales y otros costes de regasificación de los consumidores nacionales que resultan de aplicar la metodología se incrementan en un 5,7%.

## 2.5 Determinación de los términos de conducción

Los términos de conducción de los consumidores nacionales resultan de la agregación de los peajes de transporte, redes locales y otros costes de regasificación que resultan de la aplicación de la Circular 6/2020, reescalados a efectos de asegurar la recuperación de la totalidad de los costes.

Una vez se dispone de los términos de facturación así calculados, se hace necesario su transformación a la estructura de peajes vigente, para lo que se aplica la relación existente entre los escenarios de demanda previstos para el ejercicio 2020-2021 de acuerdo con ambas estructuras. En particular, se factura a cada par peaje Circular-peaje vigente a los términos de conducción que resultan de aplicar la Circular 6/2020 y luego se agregan las variables de facturación y las facturaciones así obtenidas con la estructura de los peajes vigentes. Los términos de conducción con la estructura de peajes vigentes resultan del cociente entre la facturación y el término de facturación correspondiente.

En el Cuadro 75 se muestran los peajes así obtenidos considerando las condiciones de facturación vigentes. Cabe señalar que, como resultado de mantener las condiciones de facturación vigentes, se produce un déficit de 2.698.449 €, motivado porque la metodología de asignación de la CNMC no contempla el descuento por consumo nocturno (de aplicación al peaje 3.5) ni peajes interrumpibles *ex ante*.

**Cuadro 75. Peajes correspondientes al término de conducción iniciales CNMC. Año octubre 2020 – septiembre 2021**

	Escenario de demanda previsto CNMC con multiplicadores vigentes			Peajes iniciales CNMC			Facturación (€)			Variación sobre peajes vigentes		
	Nº Consumidores	Caudal facturado (kWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Término fijo €/kWh/día/año	Término fijo €/consumidor/mes	Término variable T <sub>vij</sub> €/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total	Término Fijo	Término Variable	Total
<b>1. Consumidores Nacionales conectados T &amp; D</b>												
<b>Peaje 1 (P&gt;60 bar)</b>	<b>124</b>	<b>626.824.363</b>	<b>138.768.407</b>				<b>234.286.744</b>	<b>22.490.111</b>	<b>256.776.855</b>	<b>7,2%</b>	<b>-74,1%</b>	<b>-15,9%</b>
1.1	61	7.547.210	1.289.499	0,458384		0,000446	3.459.518	574.939	4.034.456	10,5%	-47,4%	-4,4%
1.2	34	88.804.900	18.361.007	0,376125		0,000220	33.401.716	4.037.902	37.439.617	1,5%	-67,8%	-17,6%
1.3	30	530.472.253	119.117.900	0,372169		0,000150	197.425.511	17.877.270	215.302.781	8,2%	-75,6%	-15,8%
<b>Peaje 2 (16 bar&lt;P&lt;= 60 bar)</b>	<b>153</b>	<b>111.851.600</b>	<b>31.672.032</b>				<b>45.569.143</b>	<b>8.941.944</b>	<b>54.511.087</b>	<b>-6,9%</b>	<b>-68,7%</b>	<b>-29,6%</b>
2.1	9	98.255	19.208	1,389609		0,006741	136.536	129.485	266.021	-54,2%	248,6%	-20,7%
2.2	31	327.737	75.953	2,206067		0,001904	723.009	144.620	867.629	167,7%	23,6%	124,1%
2.3	39	2.557.738	405.224	0,966932		0,001031	2.473.158	417.927	2.891.085	79,2%	-17,4%	53,3%
2.4	20	4.471.232	1.001.379	0,551392		0,000714	2.465.402	714.748	3.180.150	11,5%	-36,3%	-4,6%
2.5	34	30.329.142	8.185.018	0,402571		0,000521	12.209.627	4.267.518	16.477.146	-11,5%	-47,0%	-24,5%
2.6	19	74.067.496	21.985.249	0,372112		0,000149	27.561.410	3.267.646	30.829.056	-11,0%	-82,6%	-38,0%
<b>Peaje 2 (4 bar&lt;P&lt;= 16 bar)</b>	<b>3.671</b>	<b>356.570.287</b>	<b>84.912.758</b>				<b>215.693.697</b>	<b>54.368.885</b>	<b>270.062.582</b>	<b>22,1%</b>	<b>-39,2%</b>	<b>1,5%</b>
2.1	657	937.809	126.144	1,389609		0,006741	1.303.187	850.356	2.153.543	-54,2%	248,6%	-30,3%
2.2	1.374	11.860.406	2.619.375	2,206067		0,001904	26.164.847	4.987.491	31.152.338	167,7%	23,6%	125,6%
2.3	1.031	69.388.513	12.184.874	0,966932		0,001031	67.093.955	12.566.834	79.660.789	79,2%	-17,4%	51,3%
2.4	381	79.141.060	17.692.330	0,551392		0,000714	43.637.750	12.628.142	56.265.893	11,5%	-36,3%	-4,6%
2.5	213	158.964.706	41.754.890	0,402571		0,000521	63.994.551	21.770.234	85.764.785	-11,5%	-47,0%	-24,3%
2.6	14	36.277.794	10.535.145	0,372112		0,000149	13.499.406	1.565.828	15.065.234	-11,0%	-82,6%	-37,6%
<b>Peaje 3 (P&lt;= 4 bar)</b>	<b>7.794.965</b>	<b>428.510.687</b>	<b>62.649.795</b>				<b>889.481.487</b>	<b>701.942.180</b>	<b>1.591.423.667</b>	<b>102,5%</b>	<b>-39,8%</b>	<b>-0,8%</b>
3.1	4.531.332	65.266.847	9.798.347		4,279	0,019749	232.686.681	193.506.226	426.192.907	69,1%	-32,6%	0,4%
3.2	3.185.895	190.549.177	25.241.276		8,314	0,015416	317.846.970	389.113.581	706.960.551	43,6%	-31,2%	-10,2%
3.3	25.323	8.273.823	1.468.090		56,287	0,014071	17.104.178	20.656.781	37.760.959	3,8%	-12,7%	-5,9%
3.4	52.116	143.116.391	21.516.525		487,970	0,004376	305.172.989	94.151.687	399.324.676	502,7%	-66,4%	20,8%
3.5	300	21.304.449	4.625.557	0,903302		0,000976	16.670.668	4.513.905	21.184.574	27,0%	-51,4%	-5,5%
<b>TOTAL</b>	<b>7.798.913</b>	<b>1.523.756.938</b>	<b>318.002.991</b>				<b>1.385.031.071</b>	<b>787.743.120</b>	<b>2.172.774.191</b>	<b>56,8%</b>	<b>-42,5%</b>	<b>-3,6%</b>
<b>2. Consumidores Nacionales conectados a plantas satélite</b>												
<b>Peaje 3 (P&lt;= 4 bar)</b>	<b>148.038</b>	<b>7.413.285</b>	<b>1.116.077</b>				<b>13.819.971</b>	<b>11.906.221</b>	<b>25.726.192</b>	<b>193,3%</b>	<b>-8,1%</b>	<b>45,6%</b>
3.1	98.744	1.390.360	196.593		3,93	0,019685	4.656.480	3.870.004	8.526.484	153,8%	9,8%	59,1%
3.2	48.060	3.178.836	378.144		7,30	0,015352	4.207.220	5.805.370	10.012.590	104,9%	11,4%	37,8%
3.3	432	117.896	23.007		43,65	0,014007	226.452	322.257	548.709	30,7%	41,1%	36,6%
3.4	792	2.288.854	417.461		460,85	0,004312	4.381.376	1.800.218	6.181.594	688,3%	-54,1%	38,1%
3.5	10	437.338	100.873	0,852437		0,001074	348.443	108.371	456.814	270,0%	65,0%	185,7%
<b>3. Consumidores Interrumpibles. Tipo A</b>												
<b>4 bar&lt;P&lt;= 60 bar</b>												
4.6	1	594.156	159.903				167.433	0	225.792	-11,5%	-100,0%	-24,5%
	1	594.156	159.903	0,281800		0,000365	167.433	58.359	225.792	-11,5%	-47,0%	-24,5%
<b>TOTAL</b>	<b>1</b>	<b>594.156</b>	<b>159.903</b>				<b>167.433</b>	<b>0</b>	<b>225.792</b>	<b>-11,5%</b>	<b>-100,0%</b>	<b>-24,5%</b>
<b>TOTAL DEMANDA NACIONAL</b>	<b>7.946.952</b>	<b>1.531.764.378</b>	<b>319.278.971</b>				<b>1.399.018.475</b>	<b>799.649.340</b>	<b>2.198.726.175</b>	<b>57,5%</b>	<b>-42,2%</b>	<b>-3,2%</b>

Fuente: CNMC

Como resultado de aplicar la metodología de la Circular 6/2020, se observa que los peajes 2.2, 2.3 y 3.4 y los peajes de aplicación a los consumidores suministrados desde plantas satélite, registran incrementos elevados, mientras que el resto de los peajes experimentan reducciones. Adicionalmente, la metodología de la Circular contempla una mayor asignación de costes al término fijo que los peajes de acceso vigentes.

La Disposición final tercera del Real Decreto-ley 1/2019 establece que las variaciones del conjunto de peajes, cánones y cargos resultantes de aplicar las nuevas metodologías respecto de los vigentes a la entrada en vigor de este Real Decreto-ley se absorban de manera gradual en un periodo máximo de cuatro años desde la entrada en vigor de la metodología de cargos que establezca el Gobierno.

Al no haberse publicado la citada metodología de cargos no es posible la definición del periodo transitorio, lo que determina que, por una parte, no procede trasladar en su totalidad las variaciones que resultan de la metodología a los peajes 2.2, 2.3, 3.1, 3.4 y plantas satélites y, por otra parte, no procede modificar la estructura de términos fijo y variable de los peajes vigentes.

Teniendo en cuenta lo anterior, se ha optado por trasladar las variaciones de la facturación que resultan de aplicar los peajes de la Circular 6/2020 a los términos fijo y variable de los grupos tarifarios para los que resultan reducciones y mantener los peajes vigentes de los grupos tarifarios para los que resultan incrementos. El déficit de ingresos que resulta de mantener los peajes a determinados colectivos, así como el de mantener las condiciones de facturación del peaje 3.5 y los peajes interrumpibles, se asigna al resto de grupos tarifarios proporcionalmente al ahorro en la facturación.

En el Cuadro 76 se muestran los términos de conducción que resultan para el año 2020-2021. Se indica que, de acuerdo con lo establecido en la Circular 6/2020, las condiciones de facturación de los peajes de transporte y distribución son las vigentes definidas conforme al Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural.

Asimismo, se mantienen las condiciones de facturación del peaje 3.5 establecido en la Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas

Finalmente, se indica que los términos de facturación de los consumidores suministrados desde plantas satélite de distribución resultan del producto de los peajes establecidos en la Orden TEC/1249/2019 por el coeficiente establecido en la disposición transitoria segunda de la Orden IET/2445/2014, de 19 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas.

**Cuadro 76. Peajes finales CNMC. Año octubre 2020 – septiembre 2021**

	Escenario de demanda previsto CNMC con multiplicadores vigentes			Peajes finales CNMC			Facturación (€)			Variación sobre peajes vigentes		
	Nº Consumidores	Caudal facturado (kWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Término fijo €/kWh/día/año	Término fijo €/consumidor/mes	Término variable T <sub>vij</sub> €/kWh	Término Fijo	Término Variable	Total	Término Fijo	Término Variable	Total
<b>1. Consumidores Nacionales conectados T &amp; D</b>												
<b>Peaje 1 (P&gt;60 bar)</b>	<b>124</b>	<b>626.824.363</b>	<b>138.768.407</b>				<b>206.093.513</b>	<b>81.954.313</b>	<b>288.047.826</b>	<b>-5,7%</b>	<b>-5,7%</b>	<b>-5,7%</b>
1.1	61	7.547.210	1.289.499	0,408158		0,000834	3.080.453	1.074.923	4.155.376	-1,6%	-1,6%	-1,6%
1.2	34	88.804.900	18.361.007	0,347323		0,000639	30.843.953	11.738.856	42.582.809	-6,3%	-6,3%	-6,3%
1.3	30	530.472.253	119.117.900	0,324558		0,000580	172.169.107	69.140.534	241.309.641	-5,6%	-5,6%	-5,6%
<b>Peaje 2 (16 bar&lt;P&lt;= 60 bar)</b>	<b>153</b>	<b>111.851.600</b>	<b>31.672.032</b>				<b>43.487.152</b>	<b>25.317.146</b>	<b>68.804.298</b>	<b>-11,1%</b>	<b>-11,4%</b>	<b>-11,2%</b>
2.1	9	96.255	19.208	2,718909		0,001732	267.146	33.262	300.408	-10,5%	-10,5%	-10,5%
2.2	31	327.737	75.953	0,824196		0,001540	270.119	116.967	387.087	0,0%	0,0%	0,0%
2.3	39	2.557.738	405.224	0,539652		0,001249	1.380.288	506.125	1.886.414	0,0%	0,0%	0,0%
2.4	20	4.471.232	1.001.379	0,486448		0,001103	2.175.023	1.104.223	3.279.247	-1,6%	-1,6%	-1,6%
2.5	34	30.329.142	8.185.018	0,415245		0,000898	12.594.037	7.348.632	19.942.669	-8,7%	-8,7%	-8,7%
2.6	19	74.067.496	21.985.249	0,361839		0,000737	26.800.538	16.207.937	43.008.475	-13,5%	-13,5%	-13,5%
<b>Peaje 2 (4 bar&lt;P&lt;= 16 bar)</b>	<b>3.671</b>	<b>356.570.287</b>	<b>84.912.758</b>				<b>167.404.895</b>	<b>84.235.434</b>	<b>251.640.328</b>	<b>-5,2%</b>	<b>-5,7%</b>	<b>-5,4%</b>
2.1	657	937.809	126.144	2,718909		0,001732	2.549.816	218.435	2.768.252	-10,5%	-10,5%	-10,5%
2.2	1.374	11.860.406	2.619.375	0,824196		0,001540	9.775.299	4.033.837	13.809.136	0,0%	0,0%	0,0%
2.3	1.031	69.388.513	12.184.874	0,539652		0,001249	37.445.650	15.218.907	52.664.557	0,0%	0,0%	0,0%
2.4	381	79.141.060	17.692.330	0,486448		0,001103	38.498.032	19.509.380	58.007.412	-1,6%	-1,6%	-1,6%
2.5	213	158.964.706	41.754.890	0,415245		0,000898	66.009.362	37.488.169	103.497.531	-8,7%	-8,7%	-8,7%
2.6	14	36.277.794	10.535.145	0,361839		0,000737	13.126.735	7.766.706	20.893.441	-13,5%	-13,5%	-13,5%
<b>Peaje 3 (P&lt;= 4 bar)</b>	<b>7.794.965</b>	<b>428.510.687</b>	<b>62.649.795</b>				<b>430.540.450</b>	<b>1.144.451.343</b>	<b>1.574.991.793</b>	<b>-2,0%</b>	<b>-1,8%</b>	<b>-1,9%</b>
3.1	4.531.332	65.266.847	9.798.347		2,530	0,029287	137.571.232	286.964.193	424.535.425	0,0%	0,0%	0,0%
3.2	3.185.895	190.549.177	25.241.276		5,580	0,021601	213.336.354	545.236.516	758.572.870	-3,6%	-3,6%	-3,6%
3.3	25.323	8.273.823	1.468.090		53,078	0,015777	16.128.893	23.162.676	39.291.569	-2,1%	-2,1%	-2,1%
3.4	52.116	143.116.391	21.516.525		80,970	0,013012	50.638.028	279.973.027	330.611.055	0,0%	0,0%	0,0%
3.5	300	21.304.449	4.625.557	0,697142		0,001971	12.865.944	9.114.931	21.980.875	-2,0%	-2,0%	-2,0%
<b>TOTAL</b>	<b>7.798.913</b>	<b>1.523.756.938</b>	<b>318.002.991</b>				<b>847.526.010</b>	<b>1.335.958.236</b>	<b>2.183.484.246</b>	<b>-4,0%</b>	<b>-2,5%</b>	<b>-3,1%</b>
<b>2. Consumidores Nacionales conectados a plantas satélite</b>												
<b>Peaje 3 (P&lt;= 4 bar)</b>	<b>148.038</b>	<b>7.413.285</b>	<b>1.116.077</b>				<b>4.711.539</b>	<b>12.951.998</b>	<b>17.663.537</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>
3.1	98.744	1.390.360	196.593		1,55	0,017924	1.834.687	3.523.658	5.358.345	0,0%	0,0%	0,0%
3.2	48.060	3.178.836	378.144		3,56	0,013784	2.053.603	5.212.331	7.265.934	0,0%	0,0%	0,0%
3.3	432	117.896	23.007		33,40	0,009928	173.282	228.413	401.695	0,0%	0,0%	0,0%
3.4	792	2.288.854	417.461		58,46	0,009395	555.790	3.921.903	4.477.694	0,0%	0,0%	0,0%
3.5	10	437.338	100.873	0,230395		0,000651	94.176	65.692	159.869	0,0%	0,0%	0,0%
<b>3. Consumidores Interrumpibles. Tipo A</b>												
<b>4 bar&lt;P&lt;= 60 bar</b>	<b>1</b>	<b>594.156</b>	<b>159.903</b>				<b>172.704</b>	<b>0</b>	<b>273.199</b>	<b>-8,7%</b>	<b>-100,0%</b>	<b>-8,7%</b>
4.6	1	594.156	159.903	0,290672		0,000628	172.704	100.494	273.199	-8,7%	-8,7%	-8,7%
<b>TOTAL</b>	<b>1</b>	<b>594.156</b>	<b>159.903</b>				<b>172.704</b>	<b>0</b>	<b>273.199</b>	<b>-8,7%</b>	<b>-100,0%</b>	<b>-8,7%</b>
<b>TOTAL DEMANDA NACIONAL</b>	<b>7.946.952</b>	<b>1.531.764.378</b>	<b>319.278.971</b>				<b>852.410.253</b>	<b>1.348.910.234</b>	<b>2.201.420.982</b>	<b>-4,0%</b>	<b>-2,5%</b>	<b>-3,1%</b>

Fuente: CNMC

## 2.6 Peajes de transporte y distribución a publicar en la resolución

En el Cuadro 77 se presentan los términos de facturación de los peajes de transporte y distribución de aplicación al ejercicio tarifario 2020-2021.

**Cuadro 77. Peajes de transporte y distribución de aplicación en el ejercicio tarifario octubre 2020–septiembre 2021**

### 1. Peaje de entrada a la red de transporte

	Término fijo €/kWh/día/año
Reserva de capacidad	0,130176

### 2. Peaje de salida de la red de transporte y distribución

#### 2.1 Conexiones internacionales

	Término fijo €/kWh/día/año
Salida por conexiones internacionales	0,240719

#### 2.2 Salida hacia planta de Regasificación

	Término fijo €/kWh/día/año	Término variable €/kWh
Salida hacia plantas de GNL	0,261559	0,000061

#### 2.3. Consumidores nacionales

1. Consumidores nacionales conectados suministrados desde la red de T&D	Término fijo €/kWh/día/año	Término fijo €/consumidor/mes	Término variable Tvij €/kWh
<b>Peaje 1 (P&gt;60 bar)</b>			
1.1	0,408158		0,000834
1.2	0,347323		0,000639
1.3	0,324558		0,000580
<b>Peaje 2 (16 bar&lt;P&lt;= 60 bar)</b>			
2.1	2,718909		0,001732
2.2	0,824196		0,001540
2.3	0,539652		0,001249
2.4	0,486448		0,001103
2.5	0,415245		0,000898
2.6	0,361839		0,000737
<b>Peaje 3 (P&lt;= 4 bar)</b>			
3.1		2,530	0,029287
3.2		5,580	0,021601
3.3		53,078	0,015777
3.4		80,970	0,013012
3.5	0,697142		0,001971

2. Consumidores nacionales suministrados desde plantas satélite	Término fijo €/kWh/día/año	Término fijo €/consumidor/mes	Término variable Tvij €/kWh
<b>Peaje 3 (P&lt;= 4 bar)</b>			
3.1		1,548	0,017924
3.2		3,561	0,013784
3.3		33,400	0,009928
3.4		58,460	0,009395
3.5	0,230395		0,000651

Fuente: CNMC

## **VI. SENSIBILIDAD DE LOS INGRESOS AL ESCENARIO DE DEMANDA CONSIDERADO**

En el presente epígrafe se analiza el impacto sobre los ingresos del sistema de errores en la previsión de la demanda. Dado que la evolución de la demanda convencional es la que mayor incidencia tiene sobre la sostenibilidad del sistema, se analizan escenarios de previsión alternativos, manteniendo el resto de las hipótesis descritas en el presente documento.

El escenario de previsión implícito en la resolución contempla una reducción de la demanda convencional del 12,9% en 2020 y una recuperación a niveles previos a la crisis en dos años, lo que implica un incremento de la demanda convencional del 5,9% en 2021. Adicionalmente, se han considerado tres escenarios para el cierre de 2020 en el que se contemplan reducciones de la demanda convencional inferiores a la implícita en la Resolución (Escenario 1 -6,8%, Escenario 2 -7,9% y Escenario 3 -11,3%) y seis escenarios de en los que demanda la demanda convencional registra reducciones superiores (desde el -14,6% hasta el -20%).

En el Cuadro 78 se muestran los escenarios de demanda convencional considerados para los años 2020 y 2021 y en el Cuadro 79 el déficit o superávit que se producirá en el sistema de liquidaciones en cada uno de los escenarios. Se observa que un desvío del 1% en la previsión de la demanda convencional supone un desvío en los ingresos de, aproximadamente, 15 M€.

Si bien el escenario de previsión implícito en la Resolución de precios puede ser considerado conservador, en la actual coyuntura con una elevada incertidumbre sobre la recuperación de la economía y, consecuentemente, de la demanda de gas natural, se considera prudente en la medida en que permite trasladar en parte la reducción de la retribución resultante de los nuevos esquemas retributivos, lo que a su vez tendrá un impacto positivo sobre la recuperación de la demanda, sin inducir un elevado riesgo la sostenibilidad del sistema.

**Cuadro 78. Escenarios de simulación de la demanda convencional considerados**

Año		Demanda Convencional (*)			Tasa de variación s/ año anterior		
		Nº clientes	Capacidad (MWh/día)	Volumen (GWh)	Nº clientes	Capacidad (MWh/día)	Volumen (GWh)
<b>Año 2019</b>		<b>7.912.529</b>	<b>754.790</b>	<b>285.501</b>			
<b>Año 2020</b>	Escenario 1	7.928.212	727.433	266.030	0,2%	-3,6%	-6,8%
	Escenario 2	7.928.212	720.543	262.853	0,2%	-4,5%	-7,9%
	Escenario 3	7.928.212	699.870	253.320	0,2%	-7,3%	-11,3%
	<b>Escenario Resolución</b>	<b>7.928.212</b>	<b>689.534</b>	<b>248.554</b>	<b>0,2%</b>	<b>-8,6%</b>	<b>-12,9%</b>
	Escenario 5	7.928.212	679.198	243.788	0,2%	-10,0%	-14,6%
	Escenario 6	7.928.212	672.308	240.611	0,2%	-10,9%	-15,7%
	Escenario 7	7.928.212	665.417	237.433	0,2%	-11,8%	-16,8%
	Escenario 8	7.928.212	658.526	234.256	0,2%	-12,8%	-17,9%
	Escenario 9	7.928.212	651.635	231.078	0,2%	-13,7%	-19,1%
	Escenario 10	7.928.212	646.123	228.536	0,2%	-14,4%	-20,0%
<b>Año 2021</b>	Escenario 1	7.953.143	752.096	274.645	0,3%	3,4%	3,2%
	Escenario 2	7.953.143	747.207	272.398	0,3%	3,7%	3,6%
	Escenario 3	7.953.143	732.537	265.655	0,3%	4,7%	4,9%
	<b>Escenario Resolución</b>	<b>7.953.143</b>	<b>725.203</b>	<b>262.284</b>	<b>0,3%</b>	<b>5,2%</b>	<b>5,5%</b>
	Escenario 5	7.953.143	717.868	258.912	0,3%	5,7%	6,2%
	Escenario 6	7.953.143	712.978	256.665	0,3%	6,0%	6,7%
	Escenario 7	7.953.143	708.088	254.417	0,3%	6,4%	7,2%
	Escenario 8	7.953.143	703.198	252.170	0,3%	6,8%	7,6%
	Escenario 9	7.953.143	698.309	249.922	0,3%	7,2%	8,2%
	Escenario 10	7.953.143	694.397	248.124	0,3%	7,5%	8,6%

Fuente: CNMC

Nota (\*): Incluye demanda de los consumidores industriales conectados a plantas monoclente.

**Cuadro 79. Impacto en los ingresos del sistema por el desvío en la previsión de la demanda para el año de gas 2020-2021**

Año de gas 2020-2021	Demanda nacional (GWh)	% variación respecto del escenario de la Resolución	ingresos de peajes de regasificación, transporte y distribución (1) (miles €)	% variación respecto del escenario de la Resolución	Déficit (-) / Superavit (+) (miles €)
Escenario 1	332.287	4,1%	2.790.449	2,3%	60.434
Escenario 2	329.922	3,3%	2.778.912	1,9%	49.447
Escenario 3	322.827	1,1%	2.744.302	0,6%	16.483
<b>Escenario Resolución</b>	<b>319.279</b>	<b>0,0%</b>	<b>2.726.997</b>	<b>0,0%</b>	<b>-</b>
Escenario 5	315.731	-1,1%	2.709.692	-0,6%	- 16.484
Escenario 6	313.366	-1,9%	2.698.155	-1,1%	- 27.473
Escenario 7	311.001	-2,6%	2.686.618	-1,5%	- 38.463
Escenario 8	308.636	-3,3%	2.675.081	-1,9%	- 49.453
Escenario 9	306.271	-4,1%	2.663.544	-2,3%	- 60.443
Escenario 10	304.379	-4,7%	2.654.315	-2,7%	- 69.235

Fuente: CNMC

Nota:

(1) Los ingresos por peajes de regasificación, transporte y distribución incluyen la parte de los cargos que debe recuperarse a través del término de conducción.

## **ANEXO I. ESCENARIO DE DEMANDA PREVISTA PARA LOS AÑOS 2020, 2021 Y PARA EL AÑO DE GAS 2020-2021**

**Cuadro I.1 – Escenario de demanda previsto para el año 2020 con la estructura de peajes vigente**

Presio	Generación Eléctrica			Convencional			TOTAL				
	Volumen	Ciudades Promedio	Capacidad Facturada Promedio equivalente	Volumen	Ciudades Promedio	Capacidad Facturada Promedio equivalente	Volumen	Ciudades Promedio	Capacidad Facturada Promedio equivalente		
	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)		
<b>TOTAL GRUPO 1</b>	<b>71.297.777</b>	<b>38</b>	<b>406.315.459</b>	<b>65.269.986</b>	<b>86</b>	<b>219.276.749</b>	<b>136.567.763</b>	<b>124</b>	<b>625.592.209</b>		
<b>GRUPO 1</b>	<b>71.297.777</b>	<b>38</b>	<b>406.315.459</b>	<b>65.269.986</b>	<b>86</b>	<b>219.276.749</b>	<b>136.567.763</b>	<b>124</b>	<b>625.592.209</b>		
P<60 bares	1.1	<200.000	448.995	26	2.336.504	811.762	34	5.095.582	1.280.757	61	7.432.085
	1.2	<1.000.000	3.838.941	5	40.726.040	13.895.052	29	46.915.349	17.733.993	33	87.641.389
	1.3	>1.000.000	67.009.841	7	363.252.916	50.563.172	23	167.265.818	117.573.013	30	530.518.734
<b>TOTAL GRUPO 2</b>	<b>40.981</b>	<b>3</b>	<b>279.050</b>	<b>110.164.940</b>	<b>3.792</b>	<b>448.729.904</b>	<b>110.205.921</b>	<b>3.795</b>	<b>449.008.953</b>		
<b>GRUPO 2</b>	<b>40.981</b>	<b>3</b>	<b>279.050</b>	<b>110.164.940</b>	<b>3.792</b>	<b>448.729.904</b>	<b>110.205.921</b>	<b>3.795</b>	<b>449.008.953</b>		
16<P<50 bares	2.1	<500	0	0	0	30.267.980	152	108.422.856	30.267.980	152	108.422.856
	2.2	<5.000	0	0	0	18.357	9	95.209	18.357	9	95.209
	2.3	<30.000	0	0	0	72.586	31	321.442	72.586	31	321.442
	2.4	<100.000	0	0	0	387.260	39	2.513.558	387.260	39	2.513.558
	2.5	<500.000	0	0	0	956.987	20	4.332.611	956.987	20	4.332.611
	2.6	>500.000	0	0	0	7.822.168	34	29.388.850	7.822.168	34	29.388.850
<b>GRUPO 2</b>	<b>40.981</b>	<b>3</b>	<b>279.050</b>	<b>79.896.960</b>	<b>3.640</b>	<b>340.307.048</b>	<b>79.937.941</b>	<b>3.643</b>	<b>340.586.097</b>		
4<P<16 bares	2.1	<500	1	1	6	118.753	652	907.013	118.754	653	907.018
	2.2	<5.000	1	1	8.389	2.464.765	1.363	11.457.113	2.465.997	1.364	11.465.501
	2.3	<30.000	5.461	1	37.183	11.465.907	1.023	66.209.311	11.471.368	1.024	66.246.495
	2.4	<100.000	4.712	0	32.085	16.651.379	378	75.523.117	16.656.091	378	75.555.202
	2.5	<500.000	22.235	0	151.402	39.285.063	211	151.618.803	39.307.298	211	151.770.205
	2.6	>500.000	7.341	0	49.985	9.911.093	13	34.591.691	13	34.641.676	
<b>TOTAL INTERRUPTIBLES</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>153.357</b>	<b>1</b>	<b>577.817</b>	<b>153.357</b>	<b>1</b>	<b>577.817</b>		
<b>GRUPO A</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>153.357</b>	<b>1</b>	<b>577.817</b>	<b>153.357</b>	<b>1</b>	<b>577.817</b>		
P<60 bares	4.1	<= 200	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.2	<= 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.3	> 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.4	C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.5	100<=C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.6	100<=C<500	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.7	>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16<P<60 bares	4.1	<= 200	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.2	<= 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.3	> 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.4	C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.5	100<=C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.6	100<=C<500	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.7	>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4<P<16 bares	4.1	<= 200	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.2	<= 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.3	> 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.4	C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.5	100<=C<30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.6	100<=C<500	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.7	>500	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL TARIFA / PEAJE 3.x</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>63.136.229</b>	<b>7.924.334</b>	<b>435.722.963</b>	<b>63.136.229</b>	<b>7.924.334</b>	<b>435.722.963</b>		
<b>Conectados Red T &amp; D</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>62.038.033</b>	<b>7.777.452</b>	<b>428.176.524</b>	<b>62.038.033</b>	<b>7.777.452</b>	<b>428.176.524</b>		
P<4 bar	3.1	<5	0	0	10.456.593	4.522.070	69.651.425	10.456.593	4.522.070	69.651.425	
	3.2	<50	0	0	26.166.752	3.179.508	197.535.702	26.166.752	3.179.508	197.535.702	
	3.3	50 < C <= 100	0	0	1.418.147	24.833	7.992.359	1.418.147	24.833	7.992.359	
	3.4	100 < C <= 8.000	0	0	19.915.464	50.749	132.466.987	19.915.464	50.749	132.466.987	
	3.5	>8.000	0	0	4.081.077	293	20.530.052	4.081.077	293	20.530.052	
<b>Conectados Plantas Satélite</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1.098.196</b>	<b>146.882</b>	<b>7.546.439</b>	<b>1.098.196</b>	<b>146.882</b>	<b>7.546.439</b>		
P<4 bar	3.1	<5	0	0	217.072	98.010	1.535.197	217.072	98.010	1.535.197	
	3.2	<50	0	0	405.917	47.742	3.412.307	405.917	47.742	3.412.307	
	3.3	50 < C <= 100	0	0	21.686	398	111.127	21.686	398	111.127	
	3.4	100 < C <= 8.000	0	0	377.173	724	2.067.963	377.173	724	2.067.963	
	3.5	>8.000	0	0	76.349	8	419.845	76.349	8	419.845	
<b>Suministro GNL Directo a cliente final (5)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>9.829.634</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>9.829.634</b>	<b>0</b>	<b>0</b>		
<b>TOTAL GAS DE EMISIÓN</b>	<b>71.338.758</b>	<b>41</b>	<b>406.594.509</b>	<b>248.554.146</b>	<b>7.928.212</b>	<b>1.104.307.433</b>	<b>319.892.904</b>	<b>7.928.253</b>	<b>1.510.901.942</b>		

Fuente: CNMC

**Cuadro I.2 – Escenario de demanda previsto para el año 2021 con la estructura de peajes vigente**

				Generación Eléctrica			Convencional			TOTAL		
				Volumen	Clientes Promedio	Capacidad Facturada Promedio equivalente	Volumen	Clientes Promedio (3)	Capacidad Facturada Promedio equivalente	Volumen	Clientes Promedio (3)	Capacidad Facturada Promedio equivalente
Presio	Peaje	Volumen		MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)
<b>TOTAL GRUPO 1</b>				<b>70.412.663</b>	<b>38</b>	<b>399.318.672</b>	<b>69.089.292</b>	<b>86</b>	<b>227.916.887</b>	<b>139.501.955</b>	<b>124</b>	<b>627.235.559</b>
P<60 bares	1.1	<200.000	MWh	439.685	26	2.288.474	859.397	34	5.297.121	1.299.081	61	7.585.595
	1.2	<1.000.000		3.859.628	5	40.421.881	14.710.415	29	48.770.940	18.570.043	34	89.192.821
	1.3	>1.000.000		66.113.351	7	356.608.317	53.519.480	23	173.848.826	119.632.831	30	530.457.142
<b>TOTAL GRUPO 2</b>				<b>40.131</b>	<b>3</b>	<b>212.101</b>	<b>118.671.001</b>	<b>3.830</b>	<b>474.680.416</b>	<b>118.711.132</b>	<b>3.833</b>	<b>474.892.518</b>
16<P<50 bares	2.1	<500	MWh	0	0	0	32.140.049	153	112.994.515	32.140.049	153	112.994.515
	2.2	<5.000		0	0	0	19.492	9	99.271	19.492	9	99.271
	2.3	<30.000		0	0	0	77.075	31	329.788	77.075	31	329.788
	2.4	<100.000		0	0	0	411.212	39	2.572.037	411.212	39	2.572.037
	2.5	<500.000		0	0	0	1.016.176	20	4.517.459	1.016.176	20	4.517.459
	2.6	>500.000		0	0	0	8.305.968	34	30.642.705	8.305.968	34	30.642.705
4<P<16 bares	2.1	<500	MWh	0	0	0	22.310.125	19	74.833.255	22.310.125	19	74.833.255
	2.2	<5.000		1	1	4	128.607	658	947.926	128.608	659	947.930
	2.3	<30.000		1.206	1	6.376	2.669.294	1.377	11.983.944	2.670.500	1.378	11.990.320
	2.4	<100.000		5.347	1	28.263	12.417.361	1.033	70.407.899	12.422.709	1.034	70.436.161
	2.5	<500.000		4.614	0	24.387	18.033.129	382	80.312.329	18.037.744	382	80.336.716
	2.6	>500.000		21.774	0	115.078	42.549.034	213	161.248.522	42.570.807	214	161.363.600
<b>TOTAL INTERRUPTIBLES</b>				<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>162.032</b>	<b>1</b>	<b>599.472</b>	<b>162.032</b>	<b>1</b>	<b>599.472</b>
<b>GRUPO A</b>				<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>162.032</b>	<b>1</b>	<b>599.472</b>	<b>162.032</b>	<b>1</b>	<b>599.472</b>
P<60 bares	4.1	<= 200	GW/h/año	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.2	<= 1000		0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.3	> 1000		0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.4	C<30		0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.5	100<=C>30		0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.6	100<=C>500		0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.7	>500		0	0	0	0	0	0	0	0	0
16<P<60 bares	4.1	<= 200	GW/h/año	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.2	<= 1000		0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.3	> 1000		0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.4	C<30		0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.5	100<=C>30		0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.6	100<=C>500		0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.7	>500		0	0	0	0	0	0	0	0	0
4<P<16 bares	4.1	<= 200	GW/h/año	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.2	<= 1000		0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.3	> 1000		0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.4	C<30		0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.5	100<=C>30		0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.6	100<=C>500		0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.7	>500		0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>GRUPO B</b>				<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	
P<60 bares	4.1	<= 200	GW/h/año	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.2	<= 1000		0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.3	> 1000		0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.4	C<30		0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.5	100<=C>30		0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.6	100<=C>500		0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.7	>500		0	0	0	0	0	0	0	0	0
16<P<60 bares	4.1	<= 200	GW/h/año	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.2	<= 1000		0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.3	> 1000		0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.4	C<30		0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.5	100<=C>30		0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.6	100<=C>500		0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.7	>500		0	0	0	0	0	0	0	0	0
4<P<16 bares	4.1	<= 200	GW/h/año	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.2	<= 1000		0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.3	> 1000		0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.4	C<30		0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.5	100<=C>30		0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.6	100<=C>500		0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4.7	>500		0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL TARIFA / PEAJE 3.x</b>				<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>63.975.753</b>	<b>7.949.226</b>	<b>440.248.917</b>	<b>63.975.753</b>	<b>7.949.226</b>	<b>440.248.917</b>
<b>Conectados Red T &amp; D</b>				<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>62.853.716</b>	<b>7.800.803</b>	<b>432.583.236</b>	<b>62.853.716</b>	<b>7.800.803</b>	<b>432.583.236</b>
P<4 bar	3.1	<5	MWh	0	0	0	10.284.550	4.535.395	68.505.447	10.284.550	4.535.395	68.505.447
	3.2	<50		0	0	0	26.020.245	3.188.759	196.429.701	26.020.245	3.188.759	196.429.701
	3.3	50 < C ≤ 100		0	0	0	1.446.029	24.974	8.149.495	1.446.029	24.974	8.149.495
	3.4	100 < C ≤ 8.000		0	0	0	20.737.692	51.380	137.936.011	20.737.692	51.380	137.936.011
	3.5	>8.000		0	0	0	4.365.200	295	21.562.582	4.365.200	295	21.562.582
Conectados Plantas Satélite	3.1	<5	MWh	0	0	0	1.122.037	148.423	7.665.681	1.122.037	148.423	7.665.681
	3.2	<50		0	0	0	215.152	99.059	1.521.617	215.152	99.059	1.521.617
	3.3	50 < C ≤ 100		0	0	0	406.447	48.214	3.416.765	406.447	48.214	3.416.765
	3.4	100 < C ≤ 8.000		0	0	0	22.274	403	114.144	22.274	403	114.144
	3.5	>8.000		0	0	0	395.781	739	2.169.987	395.781	739	2.169.987
<b>Suministro GNL Directo a cliente final (5)</b>				<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>10.385.667</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>10.385.667</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>TOTAL GAS DE EMISIÓN</b>				<b>70.452.794</b>	<b>41</b>	<b>399.530.773</b>	<b>262.283.744</b>	<b>7.953.143</b>	<b>1.143.445.693</b>	<b>332.736.538</b>	<b>7.953.184</b>	<b>1.542.976.466</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro I.3 – Escenario de demanda previsto para el año de gas 2020-2021 con la estructura de peajes vigente**

Presión	Generación Eléctrica			Convencional			TOTAL		
	Volumen	Clientes Promedio	Capacidad Facturada Promedio equivalente	Volumen	Clientes Promedio (3)	Capacidad Facturada Promedio equivalente	Volumen	Clientes Promedio (3)	Capacidad Facturada Promedio equivalente
	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)
<b>TOTAL GRUPO 1</b>	<b>70.633.941</b>	<b>38</b>	<b>401.067.511</b>	<b>68.134.465</b>	<b>86</b>	<b>225.756.852</b>	<b>138.768.407</b>	<b>124</b>	<b>626.824.363</b>
<b>GRUPO 1</b>	<b>70.633.941</b>	<b>38</b>	<b>401.067.511</b>	<b>68.134.465</b>	<b>86</b>	<b>225.756.852</b>	<b>138.768.407</b>	<b>124</b>	<b>626.824.363</b>
	1.1	<200.000		442.012	26	2.300.479	847.487	34	5.246.731
	1.2	<1.000.000		3.854.456	5	40.497.905	14.506.552	29	48.306.995
	1.3	>1.000.000		66.337.473	7	358.269.127	52.780.427	23	172.203.126
<b>TOTAL GRUPO 2</b>	<b>40.344</b>	<b>3</b>	<b>229.196</b>	<b>116.544.446</b>	<b>3.821</b>	<b>468.192.691</b>	<b>116.584.789</b>	<b>3.824</b>	<b>468.421.887</b>
<b>GRUPO 2</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>31.672.032</b>	<b>153</b>	<b>111.851.600</b>	<b>31.672.032</b>	<b>153</b>	<b>111.851.600</b>
	2.1	<500		0	0	19.208	98.255	9	98.255
	2.2	<5.000		0	0	75.953	327.737	31	327.737
	2.3	<30.000		0	0	405.224	2.557.738	39	2.557.738
	2.4	<100.000		0	0	1.001.379	4.471.232	20	4.471.232
	2.5	<500.000		0	0	8.185.018	30.329.142	34	30.329.142
	2.6	>500.000		0	0	21.985.249	74.067.496	19	74.067.496
<b>TOTAL GRUPO 2</b>	<b>40.344</b>	<b>3</b>	<b>229.196</b>	<b>84.872.414</b>	<b>3.668</b>	<b>356.341.091</b>	<b>84.912.758</b>	<b>3.671</b>	<b>356.570.287</b>
<b>GRUPO 2</b>	2.1	<500		1	5	126.144	657	937.804	126.144
	2.2	<5.000		1.213	1	6.890	2.618.162	1.373	11.853.516
	2.3	<30.000		5.376	1	30.540	12.179.498	1.031	69.357.972
	2.4	<100.000		4.639	0	26.353	17.687.692	381	79.114.707
	2.5	<500.000		21.889	0	124.353	41.733.001	213	158.840.352
	2.6	>500.000		7.227	0	41.055	10.527.918	14	36.236.739
<b>TOTAL INTERRUPTIBLES</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>159.903</b>	<b>1</b>	<b>594.156</b>	<b>159.903</b>	<b>1</b>	<b>594.156</b>
<b>GRUPO A</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>159.903</b>	<b>1</b>	<b>594.156</b>	<b>159.903</b>	<b>1</b>	<b>594.156</b>
	4.1	<= 200		0	0	0	0	0	0
	4.2	<= 1000		0	0	0	0	0	0
	4.3	> 1000		0	0	0	0	0	0
	4.4	C<30		0	0	0	0	0	0
	4.5	100=C>30		0	0	0	0	0	0
	4.6	100=C>500		0	0	0	0	0	0
	4.7	>500		0	0	0	0	0	0
	4.4	C<30		0	0	0	0	0	0
	4.5	100=C>30		0	0	0	0	0	0
4.6	100=C>500		0	0	159.903	594.156	1	594.156	
4.7	>500		0	0	0	0	0	0	
<b>GRUPO B</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
	4.1	<= 200		0	0	0	0	0	0
	4.2	<= 1000		0	0	0	0	0	0
	4.3	> 1000		0	0	0	0	0	0
	4.4	C<30		0	0	0	0	0	0
	4.5	100=C>30		0	0	0	0	0	0
	4.6	100=C>500		0	0	0	0	0	0
	4.7	>500		0	0	0	0	0	0
	4.4	C<30		0	0	0	0	0	0
	4.5	100=C>30		0	0	0	0	0	0
4.6	100=C>500		0	0	0	0	0	0	
4.7	>500		0	0	0	0	0	0	
<b>TOTAL TARIFA / PEAJE 3.x</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>63.765.872</b>	<b>7.943.003</b>	<b>435.923.972</b>	<b>63.765.872</b>	<b>7.943.003</b>	<b>435.923.972</b>
<b>Conectados red T &amp; D</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>62.649.795</b>	<b>7.794.965</b>	<b>428.510.687</b>	<b>62.649.795</b>	<b>7.794.965</b>	<b>428.510.687</b>
	3.1	<5		0	0	9.798.347	4.531.332	65.266.847	9.798.347
	3.2	<50		0	0	25.241.276	3.185.895	190.549.177	25.241.276
	3.3	50 < C < 100		0	0	1.468.090	25.323	8.273.823	1.468.090
	3.4	100 < C < 8.000		0	0	21.516.525	52.116	143.116.391	21.516.525
	3.5	>8.000		0	0	4.625.557	300	21.304.449	4.625.557
<b>Conectados Plantas Satélite</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1.116.077</b>	<b>148.038</b>	<b>7.413.285</b>	<b>1.116.077</b>	<b>148.038</b>	<b>7.413.285</b>
	3.1	<5		0	0	196.593	98.744	1.390.360	196.593
	3.2	<50		0	0	378.144	48.060	3.178.836	378.144
	3.3	50 < C < 100		0	0	23.007	432	117.896	23.007
	3.4	100 < C < 8.000		0	0	417.461	792	2.288.854	417.461
	3.5	>8.000		0	0	100.873	10	437.338	100.873
<b>Suministro GNL Directo a cliente final</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>10.246.659</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>10.246.659</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>TOTAL GAS DE EMISIÓN</b>	<b>70.674.285</b>	<b>41</b>	<b>401.296.707</b>	<b>258.851.345</b>	<b>7.946.911</b>	<b>1.130.467.671</b>	<b>329.525.630</b>	<b>7.946.952</b>	<b>1.531.764.378</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro I.4 – Escenario de demanda previsto para el año 2020 con la estructura de peajes de la CNMC**

P	Peaje	Consumo	Generación Eléctrica			Convencional			TOTAL		
			Volumen	Clientes Promedio	Capacidad Facturada Promedio equivalente	Volumen	Clientes Promedio	Capacidad Facturada Promedio equivalente	Volumen	Clientes Promedio	Capacidad Facturada Promedio equivalente
			MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)
<b>P&gt;60 bar</b>			<b>71.297.777</b>	<b>38</b>	<b>406.315.459</b>	<b>65.269.986</b>	<b>86</b>	<b>219.276.749</b>	<b>136.567.763</b>	<b>124</b>	<b>625.592.209</b>
	RL.1	<3.000	0	1	496	0	0	0	0	1	496
	RL.2	<15.000	0	0	0	9	1	42	9	1	42
	RL.3	<50.000	0	0	0	172	6	1.306	172	6	1.306
	RL.4	<300.000	183	2	9.959	522	6	3.910	705	8	13.869
	RL.5	<1.500.000	0	0	0	993	1	51.810	993	1	51.810
	RL.6	<5.000.000	0	0	0	5.518	2	77.793	5.518	2	77.793
	RL.7	<15.000.000	23.118	2	160.513	5.447	1	32.829	28.564	3	193.342
	RL.8	<50.000.000	36.343	1	201.908	63.191	3	420.856	99.534	4	622.764
	RL.9	<150.000.000	107.638	2	587.022	400.571	6	2.194.287	508.209	8	2.781.308
	RL.10	<500.000.000	2.215.798	7	11.343.640	3.431.030	14	15.029.892	5.646.828	21	26.373.531
	RL.11	>500.000.000	68.914.697	24	394.011.922	61.362.533	46	201.464.025	130.277.230	69	595.475.947
<b>P&lt;60 bar</b>			<b>40.981</b>	<b>3</b>	<b>279.050</b>	<b>173.454.526</b>	<b>7.928.127</b>	<b>885.030.684</b>	<b>173.495.507</b>	<b>7.928.130</b>	<b>885.309.734</b>
<b>16-60 Bar</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>30.267.980</b>	<b>152</b>	<b>108.422.856</b>	<b>30.267.980</b>	<b>152</b>	<b>108.422.856</b>
	RL.1	<3.000	0	0	0	2	1	2	2	1	2
	RL.2	<15.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RL.3	<50.000	0	0	0	672	1	2.977	672	1	2.977
	RL.4	<300.000	0	0	0	8.617	2	3.848	8.617	2	3.848
	RL.5	<1.500.000	0	0	0	15.784	10	66.146	15.784	10	66.146
	RL.6	<5.000.000	0	0	0	53.207	18	224.294	53.207	18	224.294
	RL.7	<15.000.000	0	0	0	191.679	31	1.366.834	191.679	31	1.366.834
	RL.8	<50.000.000	0	0	0	607.591	29	3.295.129	607.591	29	3.295.129
	RL.9	<150.000.000	0	0	0	1.458.029	17	6.230.098	1.458.029	17	6.230.098
	RL.10	<500.000.000	0	0	0	6.918.147	26	25.452.337	6.918.147	26	25.452.337
	RL.11	>500.000.000	0	0	0	21.014.253	18	71.781.190	21.014.253	18	71.781.190
<b>4-16 Bar</b>			<b>40.981</b>	<b>3</b>	<b>279.050</b>	<b>80.050.317</b>	<b>3.641</b>	<b>340.884.865</b>	<b>80.091.298</b>	<b>3.644</b>	<b>341.163.914</b>
	RL.1	<3.000	0	0	0	5	53	51.963	5	53	51.963
	RL.2	<15.000	0	0	0	232	23	13.452	232	23	13.452
	RL.3	<50.000	0	0	0	2.008	57	68.546	2.008	57	68.546
	RL.4	<300.000	0	0	0	45.388	291	410.732	45.388	291	410.732
	RL.5	<1.500.000	0	0	0	504.395	750	2.692.149	504.395	750	2.692.149
	RL.6	<5.000.000	1.175	0	8.218	2.013.375	751	9.859.640	2.014.550	751	9.867.858
	RL.7	<15.000.000	4.647	1	37.198	5.366.456	710	32.768.260	5.371.103	712	32.805.459
	RL.8	<50.000.000	0	0	0	12.379.961	574	62.460.159	12.379.961	574	62.460.159
	RL.9	<150.000.000	35.159	1	233.633	19.386.546	294	82.363.434	19.421.705	295	82.597.067
	RL.10	<500.000.000	0	0	0	30.243.348	124	114.137.699	30.243.348	124	114.137.699
	RL.11	>500.000.000	0	0	0	10.108.604	13	36.058.831	10.108.604	13	36.058.831
<b>&lt;4 Bar red T&amp;D</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>62.038.033</b>	<b>7.777.452</b>	<b>428.176.524</b>	<b>62.038.033</b>	<b>7.777.452</b>	<b>428.176.524</b>
	RL.1	<3.000	0	0	0	4.239.701	3.219.439	28.240.674	4.239.701	3.219.439	28.240.674
	RL.2	<15.000	0	0	0	26.026.832	4.154.386	190.958.182	26.026.832	4.154.386	190.958.182
	RL.3	<50.000	0	0	0	6.356.811	327.756	47.988.271	6.356.811	327.756	47.988.271
	RL.4	<300.000	0	0	0	5.204.684	52.106	33.179.028	5.204.684	52.106	33.179.028
	RL.5	<1.500.000	0	0	0	10.278.090	20.821	68.385.477	10.278.090	20.821	68.385.477
	RL.6	<5.000.000	0	0	0	4.633.261	2.420	30.965.881	4.633.261	2.420	30.965.881
	RL.7	<15.000.000	0	0	0	2.766.393	416	16.512.963	2.766.393	416	16.512.963
	RL.8	<50.000.000	0	0	0	2.081.928	101	10.240.390	2.081.928	101	10.240.390
	RL.9	<150.000.000	0	0	0	450.331	8	1.705.658	450.331	8	1.705.658
	RL.10	<500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RL.11	>500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>&lt;4 Bar Plantas Satélite</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1.098.196</b>	<b>146.882</b>	<b>7.546.439</b>	<b>1.098.196</b>	<b>146.882</b>	<b>7.546.439</b>
	RL.1	<3.000	0	0	0	88.014	69.778	622.457	88.014	69.778	622.457
	RL.2	<15.000	0	0	0	436.364	71.054	3.496.080	436.364	71.054	3.496.080
	RL.3	<50.000	0	0	0	98.611	4.921	828.968	98.611	4.921	828.968
	RL.4	<300.000	0	0	0	93.394	787	504.289	93.394	787	504.289
	RL.5	<1.500.000	0	0	0	194.618	297	1.067.049	194.618	297	1.067.049
	RL.6	<5.000.000	0	0	0	91.365	36	498.208	91.365	36	498.208
	RL.7	<15.000.000	0	0	0	70.798	8	390.985	70.798	8	390.985
	RL.8	<50.000.000	0	0	0	25.033	1	138.403	25.033	1	138.403
	RL.9	<150.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RL.10	<500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RL.11	>500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>			<b>71.338.758</b>	<b>41</b>	<b>406.594.509</b>	<b>238.724.512</b>	<b>7.928.212</b>	<b>1.104.307.433</b>	<b>310.063.270</b>	<b>7.928.253</b>	<b>1.510.901.942</b>
<b>Suministro GNL Directo a cliente final</b>						<b>9.829.634</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>9.829.634</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>TOTAL SISTEMA</b>			<b>71.338.758</b>	<b>41</b>	<b>406.594.509</b>	<b>248.554.146</b>	<b>7.928.212</b>	<b>1.104.307.433</b>	<b>319.892.904</b>	<b>7.928.253</b>	<b>1.510.901.942</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro I.5 – Escenario de demanda previsto para el año 2021 con la estructura de peajes de la CNMC**

P	Peaje	Consumo	Generación Eléctrica			Convencional			TOTAL		
			Volumen	Clientes Promedio	Capacidad Facturada Promedio equivalente	Volumen	Clientes Promedio	Capacidad Facturada Promedio equivalente	Volumen	Clientes Promedio	Capacidad Facturada Promedio equivalente
			MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)
<b>P&gt;60 bar</b>			<b>70.412.663</b>	<b>38</b>	<b>399.318.672</b>	<b>69.089.292</b>	<b>86</b>	<b>227.916.887</b>	<b>139.501.955</b>	<b>124</b>	<b>627.235.559</b>
	RL.1	<3.000	0	1	486	0	0	0	0	1	486
	RL.2	<15.000	0	0	0	10	1	44	10	0	44
	RL.3	<50.000	0	0	0	182	6	1.358	182	6	1.358
	RL.4	<300.000	179	2	9.754	553	6	4.065	732	8	13.819
	RL.5	<1.500.000	0	0	0	1.051	1	53.859	1.051	1	53.859
	RL.6	<5.000.000	0	0	0	5.842	2	80.869	5.842	2	80.869
	RL.7	<15.000.000	22.891	2	157.744	5.766	1	34.127	28.658	3	191.871
	RL.8	<50.000.000	36.416	1	199.809	66.899	3	437.502	103.315	4	637.311
	RL.9	<150.000.000	107.332	2	578.586	424.077	6	2.281.075	531.408	8	2.859.661
	RL.10	<500.000.000	2.198.519	7	11.164.624	3.632.315	14	15.624.026	5.830.834	21	26.788.650
	RL.11	>500.000.000	68.047.325	24	387.207.669	64.952.597	46	209.399.962	132.999.922	70	596.607.631
<b>P&lt;60 bar</b>			<b>40.131</b>	<b>3</b>	<b>212.101</b>	<b>182.808.786</b>	<b>7.953.057</b>	<b>915.528.806</b>	<b>182.848.917</b>	<b>7.953.060</b>	<b>915.740.907</b>
<b>16-60 Bar</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>32.140.049</b>	<b>153</b>	<b>112.994.515</b>	<b>32.140.049</b>	<b>153</b>	<b>112.994.515</b>
	RL.1	<3.000	0	0	0	2	1	2	2	1	2
	RL.2	<15.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RL.3	<50.000	0	0	0	714	1	3.104	714	1	3.104
	RL.4	<300.000	0	0	0	9.150	2	4.012	9.150	2	4.012
	RL.5	<1.500.000	0	0	0	16.761	10	67.912	16.761	10	67.912
	RL.6	<5.000.000	0	0	0	56.498	19	230.511	56.498	19	230.511
	RL.7	<15.000.000	0	0	0	203.534	31	1.401.559	203.534	31	1.401.559
	RL.8	<50.000.000	0	0	0	645.170	29	3.411.084	645.170	29	3.411.084
	RL.9	<150.000.000	0	0	0	1.548.207	17	6.494.596	1.548.207	17	6.494.596
	RL.10	<500.000.000	0	0	0	7.346.033	26	26.538.244	7.346.033	26	26.538.244
	RL.11	>500.000.000	0	0	0	22.313.980	18	74.843.491	22.313.980	18	74.843.491
<b>4-16 Bar</b>			<b>40.131</b>	<b>3</b>	<b>212.101</b>	<b>86.692.984</b>	<b>3.677</b>	<b>362.285.374</b>	<b>86.733.116</b>	<b>3.680</b>	<b>362.497.475</b>
	RL.1	<3.000	0	0	0	5	53	54.505	5	53	54.505
	RL.2	<15.000	0	0	0	251	23	14.083	251	23	14.083
	RL.3	<50.000	0	0	0	2.175	58	71.646	2.175	58	71.646
	RL.4	<300.000	0	0	0	49.154	294	429.740	49.154	294	429.740
	RL.5	<1.500.000	0	0	0	546.250	758	2.817.758	546.250	758	2.817.758
	RL.6	<5.000.000	1.151	0	6.247	2.180.447	758	10.342.513	2.181.598	759	10.348.760
	RL.7	<15.000.000	4.551	1	28.274	5.811.771	717	34.833.335	5.816.322	719	34.861.609
	RL.8	<50.000.000	0	0	0	13.407.280	580	66.417.097	13.407.280	580	66.417.097
	RL.9	<150.000.000	34.430	1	177.581	20.996.163	297	87.587.511	21.030.593	298	87.765.092
	RL.10	<500.000.000	0	0	0	32.752.011	125	121.371.545	32.752.011	125	121.371.545
	RL.11	>500.000.000	0	0	0	10.947.476	13	38.345.640	10.947.476	13	38.345.640
<b>&lt;4 Bar red T&amp;D</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>62.853.716</b>	<b>7.800.803</b>	<b>432.583.236</b>	<b>62.853.716</b>	<b>7.800.803</b>	<b>432.583.236</b>
	RL.1	<3.000	0	0	0	4.169.945	3.228.926	27.776.029	4.169.945	3.228.926	27.776.029
	RL.2	<15.000	0	0	0	25.813.630	4.166.522	189.439.534	25.813.630	4.166.522	189.439.534
	RL.3	<50.000	0	0	0	6.321.220	328.710	47.719.585	6.321.220	328.710	47.719.585
	RL.4	<300.000	0	0	0	5.388.903	52.586	34.376.038	5.388.903	52.586	34.376.038
	RL.5	<1.500.000	0	0	0	10.702.484	21.080	71.209.140	10.702.484	21.080	71.209.140
	RL.6	<5.000.000	0	0	0	4.825.104	2.450	32.246.843	4.825.104	2.450	32.246.843
	RL.7	<15.000.000	0	0	0	2.923.875	421	17.269.210	2.923.875	421	17.269.210
	RL.8	<50.000.000	0	0	0	2.226.871	102	10.755.416	2.226.871	102	10.755.416
	RL.9	<150.000.000	0	0	0	481.683	8	1.791.441	481.683	8	1.791.441
	RL.10	<500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RL.11	>500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>&lt;4 Bar Plantas Satélite</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1.122.037</b>	<b>148.423</b>	<b>7.665.681</b>	<b>1.122.037</b>	<b>148.423</b>	<b>7.665.681</b>
	RL.1	<3.000	0	0	0	87.235	70.525	616.951	87.235	70.525	616.951
	RL.2	<15.000	0	0	0	435.624	71.779	3.491.381	435.624	71.779	3.491.381
	RL.3	<50.000	0	0	0	98.740	4.970	830.051	98.740	4.970	830.051
	RL.4	<300.000	0	0	0	97.521	800	526.703	97.521	800	526.703
	RL.5	<1.500.000	0	0	0	204.219	303	1.119.693	204.219	303	1.119.693
	RL.6	<5.000.000	0	0	0	95.990	37	522.907	95.990	37	522.907
	RL.7	<15.000.000	0	0	0	75.696	8	411.906	75.696	8	411.906
	RL.8	<50.000.000	0	0	0	27.012	1	146.091	27.012	1	146.091
	RL.9	<150.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RL.10	<500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RL.11	>500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>			<b>70.452.794</b>	<b>41</b>	<b>399.530.773</b>	<b>251.898.078</b>	<b>7.953.143</b>	<b>1.143.445.693</b>	<b>322.350.872</b>	<b>7.953.184</b>	<b>1.542.976.466</b>
<b>Suministro GNL Directo a cliente final</b>						<b>10.385.667</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>10.385.667</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>TOTAL SISTEMA</b>			<b>70.452.794</b>	<b>41</b>	<b>399.530.773</b>	<b>262.283.744</b>	<b>7.953.143</b>	<b>1.143.445.693</b>	<b>332.736.538</b>	<b>7.953.184</b>	<b>1.542.976.466</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro I.6 – Escenario de demanda previsto para el año de gas 2020-2021 con la estructura de peajes de la CNMC**

P	Peaje	Consumo	Generación Eléctrica			Convencional			TOTAL		
			Volumen	Clientes Promedio	Capacidad Facturada Promedio equivalente	Volumen	Clientes Promedio	Capacidad Facturada Promedio equivalente	Volumen	Clientes Promedio	Capacidad Facturada Promedio equivalente
			MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)
<b>P&gt;60 bar</b>			<b>70.633.941</b>	<b>38</b>	<b>401.067.511</b>	<b>68.134.465</b>	<b>86</b>	<b>225.756.852</b>	<b>138.768.407</b>	<b>124</b>	<b>626.824.363</b>
	RL.1	<3.000	0	1	488	0	0	0	0	1	488
	RL.2	<15.000	0	0	0	10	1	43	10	1	43
	RL.3	<50.000	0	0	0	179	6	1.345	179	6	1.345
	RL.4	<300.000	180	2	9.805	545	6	4.026	726	8	13.832
	RL.5	<1.500.000	0	0	0	1.037	1	53.347	1.037	1	53.347
	RL.6	<5.000.000	0	0	0	5.761	2	80.100	5.761	2	80.100
	RL.7	<15.000.000	22.948	2	158.436	5.686	1	33.803	28.634	3	192.239
	RL.8	<50.000.000	36.398	1	200.334	65.972	3	433.340	102.370	4	633.673
	RL.9	<150.000.000	107.408	2	580.695	418.200	6	2.259.375	525.608	8	2.840.070
	RL.10	<500.000.000	2.202.838	7	11.209.369	3.581.989	14	15.475.480	5.784.827	21	26.684.848
	RL.11	>500.000.000	68.264.168	24	388.908.385	64.055.087	46	207.415.993	132.319.255	70	596.324.378
<b>P&lt;60 bar</b>			<b>40.344</b>	<b>3</b>	<b>229.196</b>	<b>180.470.221</b>	<b>7.946.824</b>	<b>904.710.819</b>	<b>180.510.564</b>	<b>7.946.827</b>	<b>904.940.015</b>
<b>16-60 Bar</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>31.672.032</b>	<b>153</b>	<b>111.851.600</b>	<b>31.672.032</b>	<b>153</b>	<b>111.851.600</b>
	RL.1	<3.000	0	0	0	2	1	2	2	1	2
	RL.2	<15.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RL.3	<50.000	0	0	0	703	1	3.072	703	1	3.072
	RL.4	<300.000	0	0	0	9.017	2	3.971	9.017	2	3.971
	RL.5	<1.500.000	0	0	0	16.517	10	67.478	16.517	10	67.478
	RL.6	<5.000.000	0	0	0	55.675	19	228.978	55.675	19	228.978
	RL.7	<15.000.000	0	0	0	200.570	31	1.393.032	200.570	31	1.393.032
	RL.8	<50.000.000	0	0	0	635.775	29	3.382.250	635.775	29	3.382.250
	RL.9	<150.000.000	0	0	0	1.525.663	17	6.428.459	1.525.663	17	6.428.459
	RL.10	<500.000.000	0	0	0	7.239.061	26	26.266.682	7.239.061	26	26.266.682
	RL.11	>500.000.000	0	0	0	21.989.048	18	74.077.675	21.989.048	18	74.077.675
<b>4-16 Bar</b>			<b>40.344</b>	<b>3</b>	<b>229.196</b>	<b>85.032.318</b>	<b>3.668</b>	<b>356.935.246</b>	<b>85.072.661</b>	<b>3.671</b>	<b>357.164.443</b>
	RL.1	<3.000	0	0	0	5	53	53.874	5	53	53.874
	RL.2	<15.000	0	0	0	246	23	13.927	246	23	13.927
	RL.3	<50.000	0	0	0	2.133	57	70.879	2.133	57	70.879
	RL.4	<300.000	0	0	0	48.213	294	425.034	48.213	294	425.034
	RL.5	<1.500.000	0	0	0	535.786	756	2.786.645	535.786	756	2.786.645
	RL.6	<5.000.000	1.157	0	6.750	2.138.679	757	10.222.700	2.139.836	757	10.229.450
	RL.7	<15.000.000	4.575	1	30.553	5.700.442	716	34.317.014	5.705.017	717	34.347.566
	RL.8	<50.000.000	0	0	0	13.150.450	579	65.427.624	13.150.450	579	65.427.624
	RL.9	<150.000.000	34.612	1	191.893	20.593.750	296	86.281.137	20.628.362	298	86.473.030
	RL.10	<500.000.000	0	0	0	32.124.855	125	119.562.629	32.124.855	125	119.562.629
	RL.11	>500.000.000	0	0	0	10.737.758	13	37.773.784	10.737.758	13	37.773.784
<b>&lt;4 Bar red T&amp;D</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>62.649.795</b>	<b>7.794.965</b>	<b>428.510.687</b>	<b>62.649.795</b>	<b>7.794.965</b>	<b>428.510.687</b>
	RL.1	<3.000	0	0	0	3.972.811	3.226.034	26.462.915	3.972.811	3.226.034	26.462.915
	RL.2	<15.000	0	0	0	24.934.831	4.162.782	183.062.107	24.934.831	4.162.782	183.062.107
	RL.3	<50.000	0	0	0	6.131.981	328.414	46.291.002	6.131.981	328.414	46.291.002
	RL.4	<300.000	0	0	0	5.559.048	53.330	35.485.238	5.559.048	53.330	35.485.238
	RL.5	<1.500.000	0	0	0	11.104.476	21.382	73.881.743	11.104.476	21.382	73.881.743
	RL.6	<5.000.000	0	0	0	5.006.781	2.485	33.443.443	5.006.781	2.485	33.443.443
	RL.7	<15.000.000	0	0	0	3.069.764	427	17.487.584	3.069.764	427	17.487.584
	RL.8	<50.000.000	0	0	0	2.359.690	103	10.626.660	2.359.690	103	10.626.660
	RL.9	<150.000.000	0	0	0	510.413	8	1.769.995	510.413	8	1.769.995
	RL.10	<500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RL.11	>500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>&lt;4 Bar Plantas Satélite</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1.116.077</b>	<b>148.038</b>	<b>7.413.285</b>	<b>1.116.077</b>	<b>148.038</b>	<b>7.413.285</b>
	RL.1	<3.000	0	0	0	79.710	70.300	563.732	79.710	70.300	563.732
	RL.2	<15.000	0	0	0	403.162	71.550	3.233.215	403.162	71.550	3.233.215
	RL.3	<50.000	0	0	0	91.864	4.954	772.249	91.864	4.954	772.249
	RL.4	<300.000	0	0	0	102.375	858	553.055	102.375	858	553.055
	RL.5	<1.500.000	0	0	0	215.406	325	1.181.027	215.406	325	1.181.027
	RL.6	<5.000.000	0	0	0	101.979	39	550.178	101.979	39	550.178
	RL.7	<15.000.000	0	0	0	88.507	9	415.660	88.507	9	415.660
	RL.8	<50.000.000	0	0	0	33.074	2	144.169	33.074	2	144.169
	RL.9	<150.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RL.10	<500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RL.11	>500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>			<b>70.674.285</b>	<b>41</b>	<b>401.296.707</b>	<b>248.604.686</b>	<b>7.946.911</b>	<b>1.130.467.671</b>	<b>319.278.971</b>	<b>7.946.952</b>	<b>1.531.764.378</b>
<b>Suministro GNL Directo a cliente final</b>						<b>10.246.659</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>10.246.659</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>TOTAL SISTEMA</b>			<b>70.674.285</b>	<b>41</b>	<b>401.296.707</b>	<b>258.851.345</b>	<b>7.946.911</b>	<b>1.130.467.671</b>	<b>329.525.630</b>	<b>7.946.952</b>	<b>1.531.764.378</b>

Fuente: CNMC